



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTRATEGIAS DE DESPACHO DE UNA PLANTA DE
CONCENTRACIÓN SOLAR TÉRMICA CON ALMACENAMIENTO**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO**

SERGIO ANDRÉS ZÚÑIGA LEÓN

**PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
LUIS VARGAS DIAZ
FELIPE SALINAS BARROS**

SANTIAGO DE CHILE
2017

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE:** Ingeniero Civil Eléctrico.
POR: Sergio Andrés Zúñiga León
FECHA: 09/06/2017
PROFESOR GUÍA: Rodrigo Moreno Vieyra

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE ESTRATEGIAS DE DESPACHO DE UNA PLANTA DE CONCENTRACIÓN SOLAR TÉRMICA CON ALMACENAMIENTO EN REDES CON ALTA PENETRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

Chile tiene un enorme potencial de energías renovables, en particular en recursos solares en la zona norte de su país. En el mundo el costo de estas tecnologías ha disminuido considerablemente volviéndolas competitivas en el mercado. Sin embargo, su alta variabilidad hace necesario integrar tecnologías de almacenamiento para mejorar la seguridad del sistema. Bajo este contexto, dado que Chile se encuentra cercano a la construcción de la primera central de concentración solar con almacenamiento térmico en la región, el presente trabajo compara tres metodologías de despacho para una central de concentración solar de 300 [MW] y 12 horas de almacenamiento térmico en el Sistema Eléctrico Chileno, proyectado hacia el año 2020, con el fin de evaluar la mejor alternativa para el despacho de estas centrales

Los despachos analizados son: (1) *minimización de costos*, en el que la central se despacha al igual que el resto del sistema con el fin de minimizar los costos de operación; (2) *generación constante*, en el que la central entrega potencia constante durante 24 horas mientras las condiciones de radiación solar lo permitan; y, (3) *maximización de utilidades*, en el que la central es capaz de auto despacharse con el fin de maximizar sus utilidades por ventas al mercado spot.

De los resultados se desprende que este tipo de tecnología aporta muchos beneficios al sistema, como son la mejor integración de energías renovables y la disminución de la utilización de combustibles fósiles para la generación de energía, reduciendo los costos del sistema y las emisiones contaminantes. Por otro lado, el despacho de generación constante si bien logra efectos positivos en términos de disminución de costos y emisiones, empeora la integración de energías renovables y resulta en una forma ineficiente para despachar a esta central. Por último, el despacho maximizando las utilidades permite disminuir los costos de operación en menor medida, aumentando sus utilidades respecto al caso de minimización de costos, pero esto implica otorgarle poder de mercado a un participante, el cual, si bien es pequeño en consideración al resto del sistema, logra realizar cambios en los precios en especial en las horas punta.

Aclaración

La presente investigación, se elaboró en conjunto con el trabajo denominado “análisis de estrategias de despacho de una central fotovoltaica con almacenamiento a través de bombeo hidráulico con agua de mar” desarrollado por Enrique Marín Molina y bajo la supervisión de la misma comisión. Dado lo anterior, pueden existir similitudes tanto en el formato como en los aspectos analizados. Se debe mencionar, que ambos trabajos fueron encargados y financiados por GIZ.

A mis padres
La tarea se cumplió

Agradecimientos

Quiero agradecer en primer lugar a mis padres Patricia y Sergio por su apoyo incondicional y darme las oportunidades y fuerzas para poder lograr todas mis metas, a mis hermanas Patricia y Francisca por siempre estar ahí para subirme el ánimo, a mi cuñado Ramon y sobrino Rafael por su compañía y apoyo, y por último, a mis abuelos que desde el cielo me cuidan.

Gracias a Diego Fernández, Daniela Bustos, Daniela Bontá, Marianne Bottcher, Felipe Narváez, Sebastián Rodríguez y Felipe González por creer en mi desde el colegio.

A las personas que lograron hacer que la universidad fuera un momento inolvidable de mi vida: Javier Herrera, Cristian Yáñez, Juan Barbaste, Felipe Valle, Iván Castro, Álvaro Sepúlveda, Sebastián Seria, Matías Benavides, Ricardo Hunt y Víctor Puente. El camino fue largo pero lleno de risas que continuarán.

Todos los que ayudaron de alguna manera a terminar esta carrera con su apoyo y animo constante: Javiera Lecaros, Gonzalo Carrillo, Francisca Aros, Gustavo Morales, Pía Beals, Anish Das, Mehdi Elamri, Luis Badesa, Ramraj Ramesh y Deniz Tatlıcan.

A Enrique Marín por el apoyo mutuo en la realización del trabajo, logramos cumplir los objetivos pese a las noches sin dormir y los momentos de estrés.

A GIZ que financio este trabajo con especial agradecimiento a Felipe Salinas y Marlen Görner por su guía y apoyo a lo largo de todo este trabajo.

Carlos Suazo, Eduardo Pereira, Cristian Serpell y a todo el equipo de SPEC que junto a AMEBA fueron una pieza fundamental para llevar a cabo este trabajo.

A mi profesor guía Rodrigo Moreno por su tiempo y disposición para poder realizar este trabajo, como también al profesor Luis Vargas por aceptar ser parte de la comisión y apoyar con su conocimiento.

Finalmente, a Mika por su fiel compañía.

Tabla de contenido

1.	Introducción.....	1
1.1.	Objetivos.....	1
1.1.1.	Objetivo general	1
1.1.2.	Objetivos específicos.....	2
1.2.	Alcances.....	2
2.	Revisión bibliográfica	3
2.1.	Tecnologías de almacenamiento.....	3
2.1.1.	Aplicaciones de los ESS.....	3
2.1.2.	Tipos de ESS.....	4
2.1.3.	Estado de las tecnologías de almacenamiento.....	9
2.2.	Centrales de concentración Solar	10
2.2.1.	Campo y Receptor Solar.....	11
2.2.2.	Transferencia y Almacenamiento de Calor	15
2.2.3.	Bloque de Potencia	20
2.3.	Experiencia internacional	21
2.3.1.	España.....	22
2.3.2.	Estados Unidos	25
2.3.3.	Sudáfrica.....	26
2.4.	Potencial CSP en Chile.....	26
2.4.1.	Factores favorables	26
2.4.2.	Factores desfavorables.....	28
2.4.3.	Proyectos en Chile	29
2.4.4.	Mercado Eléctrico Chileno	29
3.	Metodología.....	30
3.1.	Presentación del caso de estudio	30
3.2.	Determinación de la operación de la central CSP	30
3.3.	Simulación de la operación.	31
3.4.	Obtención y análisis de resultados.	31
4.	Modelación del sistema	32
4.1.	Características generales.....	32
4.1.1.	Capacidad Instalada año 2020	32
4.1.2.	Red de Transmisión	33

4.1.3. Demanda.....	33
4.1.4. Perfiles	34
4.1.5. Emisiones	34
4.1.6. Hidrologías	34
4.1.7. Central de estudio	35
4.2. Modos de despacho	37
4.2.1. AMEBA.....	37
4.2.2. Minimización de Costos	37
4.2.3. Generación Constante.....	38
4.2.4. Maximización de Utilidades.....	39
4.3. Índices de Lerner	41
5. Resultados y análisis.....	42
5.1. Minimización de costos del sistema con CSP	42
5.1.1. Energía y utilidad anual de central CSP	42
5.1.2. Impacto en el resto del parque generador.....	44
5.1.3. Costos del sistema y pago de demanda	52
5.2. Operación con distintos modelos de Despacho	53
5.2.1. Impacto en el resto del parque generador.....	54
5.2.2. Costos del sistema y pago de demanda	65
5.2.3. Índice de Lerner.....	67
5.2.4. Emisiones	71
6. Conclusiones.....	73
7. Trabajos futuros.....	75
8. Bibliografía.....	76
9. Anexos.....	78
9.1. Datos técnicos de centrales PV.....	78
9.2. Datos centrales Eólicas.....	79
9.3. Datos Centrales GNL.....	80
9.4. Datos Centrales Carbón.....	81
9.5. Datos Centrales Diésel.....	82
9.6. Datos Centrales Hidráulicas	84
9.7. Límite de transmisión de líneas del modelo:.....	86
9.8. Proyección de demandas utilizadas	87

Índice de tablas

Tabla 1 Comparación de baterías. [3], [4].....	8
Tabla 2 Diferencia entre tecnologías de concentración; [9].....	14
Tabla 3 Potencial CSP disponible estimado con planta piloto (fp 0.5 y 200 ha continuas como mínimo) [32].....	28
Tabla 4 Proyectos CSP en Chile; [33] [34]	29
Tabla 5 Capacidad instalada del sistema modelado por tecnología	32
Tabla 6 Datos de demanda utilizados	33
Tabla 7 Promedio de emisiones por tecnología.....	34
Tabla 8 Volumen inicial y final de embalses utilizados para las simulaciones.....	35
Tabla 9 Parámetros elegidos para central CSP	36
Tabla 10 Disminución de generación de centrales de carbón más afectadas por inclusión de central CSP a despacho de mínimo costo en las tres hidrologías evaluadas.	48
Tabla 11 Numero de encendido de centrales a carbón más afectadas por inclusión de central CSP a despacho de mínimo costo en las tres hidrologías evaluadas	48
Tabla 12 Diferencia de generación de centrales de GNL más afectadas por inclusión de central CSP a despacho de mínimo costo en las tres hidrologías evaluadas	50
Tabla 13 Numero de encendido de centrales a GNL más afectadas por inclusión de central CSP a despacho de mínimo costo en las tres hidrologías evaluadas	50
Tabla 14 Diferencia de generación de centrales diésel más afectadas por inclusión de central CSP a despacho de mínimo costo en las tres hidrologías evaluada.....	51
Tabla 15 Promedio margen operacional centrales hidráulicas, según modo de despacho.	58
Tabla 16 Promedio de energía anual inyectada por hidráulicas para los distintos modos de despacho.	59
Tabla 17 Promedio margen operacional centrales de biomasa, según modo de despacho	60
Tabla 18 Promedio de energía anual inyectada por carboneras para los distintos modos de despacho	61
Tabla 19 Promedio margen operacional centrales carboneras, según modo de despacho.	62
Tabla 20 Promedio energía anual centrales GNL, según modo de despacho	63
Tabla 21 Promedio margen operacional centrales GNL, según modo de despacho.	64
Tabla 22 Promedio energía inyectada centrales diésel, según modo de despacho.....	65
Tabla 23 Promedio de los costos de operación según modo de despacho	66
Tabla 24 Promedio pago de la demanda según modo de despacho.	67
Tabla 25 Promedio anual de Índice de Lerner de cada hidrología y promedio total.....	67
Tabla 26 Promedio de emisiones para distintos gases de efecto invernadero para distintos modelos de despacho.....	71

Índice de Figuras.

Figura 1 Distintos tipos de EES con su posible utilidad. [1].....	5
Figura 2 EES según forma de almacenamiento. [1].....	6
Figura 3 Diagrama de Central de almacenamiento tipo bombeo; [2].....	6
Figura 4: Funcionamiento CAES. [2].....	7
Figura 5 Maduración de tecnologías son capital requerido por riesgo; [1].....	10
Figura 6 Capacidad instalada de distintas tecnologías de almacenamiento en el mundo; elaboración propia, [4][5].....	10
Figura 7 Sistemas que componen centrales de CSP Elaboración propia	11
Figura 8 Tecnologías de concentración, de izquierda a derecha: Espejos Parabólicos; Fresnel; Torre Central; Disco Stirling [6]	11
Figura 9 Diagrama de funcionamiento de colector cilíndrico parabólico; [7]	12
Figura 10 Diagrama de funcionamiento de colector tipo Fresnel; [7].....	12
Figura 11 Diagrama de funcionamiento de colector tipo Torre Solar; [7].....	13
Figura 12 Diagrama de concentrador Parabólico de disco; [7]	13
Figura 13 Distribucion de proyectos en operación, construcción y desarrollo en el mundo por tecnología; Elaboración propia.	15
Figura 14 Método de almacenamiento directo; [9]	16
Figura 15 Método de almacenamiento indirecto; [9]	17
Figura 16 Configuración de sales en torre solar con método directo [11]	18
Figura 17 Configuración de sales en espejos parabólicos con método directo [12]	18
Figura 18 Configuración de sales en espejos parabólicos con método indirecto; [14]	19
Figura 19 Sistema de almacenamiento con cerámica; [15].....	20
Figura 20 Sistema de almacenamiento con acumuladores de vapor; [16]	20
Figura 21 Centrales CSP en operación en el mundo; Elaboración Propia con datos de Project Tracker CSPToday 20/junio/2016.....	22
Figura 22 Ejemplo de Feed in Tarif y Feed in Premium; [20]	23
Figura 23 Déficit generado por subvenciones a tecnologías renovables; [19].....	24
Figura 24 Resumen de marco regulatorio en España para centrales CSP y capacidad instalada; [19]	24
Figura 25 Mapa de radiación solar directa en el mundo; [28].....	27
Figura 26 Mapa de radiación solar directa en Antofagasta; [29]	27
Figura 27 Perfil de demanda del SING año de referencia 2012; [29]	28
Figura 28 Resumen de etapas de metodología utilizada.....	30
Figura 29 Metodología para definir despacho constante de central CSP	30
Figura 30 metodología par la maximizacion de utilidades.....	31
Figura 31 Capacidad instalada del sistema modelado por tecnología	33
Figura 32 Curva de duracion de demanda	34
Figura 33 Energía anual afluentes al SIC, elaboración propia	35
Figura 34 resumen de metodología para despacho de maximización de utilidades	39
Figura 35 Metodología para determinar curvas de precios horarias	40
Figura 36 Energía anual de CSP despachado por medio de Minimización de Costos en las tres hidrologías evaluadas	42
Figura 37 Ejemplo de generación diaria de central CSP en caso de Minimización de Costo para tres casos hidrológicos	43

Figura 38 Utilidad anual de central CSP por ventas al mercado spot despachada a minimización de Costos para las tres hidrologías evaluadas	44
Figura 39 Comparación energía inyectada y margen operacional para centrales fotovoltaicas entre caso base y minimización de costos.	45
Figura 40 Comparación energía inyectada y margen operacional para centrales eólicas entre caso base y minimización de costos.	45
Figura 41 Comparación energía inyectada y margen operacional para centrales hidráulicas entre caso base y minimización de costos.	46
Figura 42 Comparación energía inyectada y margen operacional para centrales de biomasa entre caso base y minimización de costos.	47
Figura 43 Comparación energía inyectada y margen operacional para centrales de carbón entre caso base y minimización de costos.	47
Figura 44 Comparación energía inyectada y margen operacional para centrales de GNL entre caso base y minimización de costos.	49
Figura 45 Comparación energía inyectada y margen operacional para centrales diésel entre caso base y minimización de costos.	51
Figura 46 Costos de operación del sistema, caso base y minimización de costos para las tres hidrologías evaluadas	52
Figura 47 Pago de demanda, caso base y minimización de costos para las tres hidrologías evaluadas	53
Figura 48 Generación anual CSP para los tres tipos de despacho en las tres hidrologías evaluadas	53
Figura 49 Utilidad anual de central CSP por ventas al mercado spot en los 3 tipos de despacho y las 3 hidrologías evaluadas	54
Figura 50 Comparación energía anual inyectada por centrales fotovoltaicas según modo de despacho.	55
Figura 51 Margen operacional centrales fotovoltaicas para los distintos modos de despacho.	56
Figura 52 Energía inyectada por eólicas para los distintos modos de despacho.	56
Figura 53 Margen operacional eólicas según modo de despacho.	57
Figura 54 Energía inyectada por hidráulicas para los distintos modos de despacho.....	58
Figura 55 Margen operacional hidráulicas según modo de despacho.	58
Figura 56 Energía inyectada por centrales de biomasa para los distintos modos de despacho.	59
Figura 57 Margen operacional centrales de biomasa según modo de despacho.	60
Figura 58 Energía inyectada por carboneras para los distintos modos de despacho.	61
Figura 59 Margen operacional centrales carboneras según modo de despacho.	62
Figura 60 Energía inyectada por centrales GNL para los distintos modos de despacho.....	63
Figura 61 Margen operacional centrales a GNL según modo de despacho.	64
Figura 62 Energía inyectada por centrales diésel para los distintos modos de despacho.....	65
Figura 63 Costos de operación del sistema, en los cuatro casos para las tres hidrologías evaluadas	66
Figura 64 Pago de demanda, en los cuatro casos para las tres hidrologías evaluadas.....	67
Figura 65 Ejemplo de cambio de costos marginales producto del desplazamiento de generación para obtener mayores utilidades	68
Figura 66 Distribución horaria de índice de Lerner según su valor para hidrología media	69
Figura 67 Distribución horaria de índice de Lerner según su valor para hidrología seca	69
Figura 68 Impacto a nivel individual para distintas centrales.	70
Figura 69 Impacto a nivel individual, para centrales con ingresos menores a 10 [MMUSD].	71

1. Introducción

A lo largo del territorio nacional, la existencia de un gran potencial de recursos renovables, junto con la disminución de costos que han experimentado las tecnologías de generación que aprovechan dichos recursos, han permitido modificar la matriz energética del país. De este modo, Chile ha incrementado la entrada en operación de diversas centrales de generación eléctrica en base, principalmente, a recursos solares. Al mismo tiempo, existen futuros proyectos que serán los primeros en su tecnología a implementarse en el país, como son las centrales de concentración solar con almacenamiento térmico.

Por otra parte, el incremento en la preocupación a nivel mundial por reducir la contaminación por uso de combustibles fósiles (ocupados en centrales térmicas) y aumentar la generación usando recursos renovables, hace necesario complementar este tipo de centrales con elementos que ayuden a mejorar la integración de este tipo de tecnologías. Sin embargo, dada la variabilidad natural de los recursos solares y eólicos, y los errores asociados en la predicción de dichos recursos, que afectan directamente la generación a través de estas fuentes, se produce una disminución de la seguridad del sistema. Ahora bien, una alternativa para la problemática anterior, es la instalación de sistemas de almacenamiento de energía ESS (*Energy Storage System*), sistemas que permiten almacenar energía proveniente de los recursos naturales de forma tal de mejorar la integración de las ERNC a la red eléctrica.

Una de estas tecnologías corresponde a las centrales de concentración térmica, que como dice su nombre, son capaces de concentrar la radiación solar para la producción de energía. Una característica importante de este tipo de centrales es que no hacen almacenamiento por medio de energía eléctrica, sino que lo hacen por medio de energía térmica en los llamados TES (Thermal Energy Storage), lo que les permite seguir generando aun cuando ya no hay recursos solares presentes. El principal requerimiento de estas plantas es la radiación directa, la cual es uno de los recursos más abundantes en el norte chileno y además uno de los mejores a nivel mundial, lo que convierte a este país en un mercado muy atractivo para esta tecnología.

En nuestro país, el Coordinador Eléctrico Nacional es el encargado de la coordinación de la operación del sistema eléctrico, teniendo sus funciones definidas por ley. Actualmente, este organismo dispone de diversos procedimientos de operación, pero carece de procedimientos específicos para considerar la tecnología de concentración solar con almacenamiento, debido a que no existen centrales de este tipo en Chile. En base a lo anterior se enmarca este trabajo, que buscará dar respuesta a la interrogante de cómo operar este tipo de centrales con el fin de tener una mejor y mayor integración de estos sistemas de generación al Sistema Eléctrico Nacional.

1.1. Objetivos

Los objetivos del presente trabajo se presentan a continuación.

1.1.1. Objetivo general

- Comparar tres estrategias de despacho de una central de concentración solar con almacenamiento térmico con el fin de encontrar la que permita la mejor y mayor integración de este tipo de centrales al sistema eléctrico nacional.

1.1.2. Objetivos específicos

- Las estrategias de despacho a comparar serán:
 - a) Generación base: la potencia entregada por la central será la misma durante todo el día mientras sus recursos lo permitan.
 - b) Auto despacho de la central: maximiza las utilidades desde un punto de vista privado.
 - c) Despacho económico: privilegia la operación a mínimo costo del sistema.
- En base a la comparación de las distintas estrategias de despacho, determinar cuál de ellas permite una mayor y mejor integración de este tipo de centrales en el país.

1.2. Alcances

Para realizar las comparaciones del efecto que tienen los distintos métodos de despacho en el resto del parque generador, se utilizará como medición, las utilidades obtenidas por compra y venta de energía en el mercado spot. De esta forma, se dejará de lado el estudio de la incorporación de contratos bilaterales financieros u otras herramientas similares como servicios complementarios que pueden afectar los métodos planteados anteriormente.

2. Revisión bibliográfica

En el presente capítulo se presenta el marco teórico en el cual se encuentra contenida esta tesis. En el punto 2.1 se estudian las tecnologías de almacenamiento en general, donde se muestran los principales usos que se les da a estos sistemas, para luego mostrar algunas clasificaciones existentes y una breve descripción de los principales sistemas de almacenamiento, sin incluir las centrales de concentración solar; en el punto 2.2, y debido al enfoque que tiene este estudio, se profundiza en el estudio de las centrales térmicas solares en aspectos como funcionamiento, ventajas, desventajas, subtipos de centrales y estado actual de esta tecnología; en el punto 2.3 se muestra la experiencia internacional de estas centrales en relación a la regulación y formas de despacho de estas centrales en otros países que tienen este tipo de tecnología; y finalmente, en el punto 2.4 se analiza el potencial de esta tecnología en Chile.

2.1. Tecnologías de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento de energía ESS (*Energy Storage System*) se definen como cualquier sistema que de alguna forma absorbe energía en un tiempo determinado y la entrega en un tiempo posterior [1]. Dentro de las tecnologías asociadas a los ESS se encuentran: distintos tipos de baterías (electroquímicas o de flujo), centrales de bombeo, sistemas de aire comprimido, supercondensadores, almacenamiento térmico, volantes de inercia, almacenamiento de energía magnética por superconducción, entre otras. Por otra parte, los ESS pueden prestar aplicaciones de potencia o energéticas [2] [3], correspondiendo la primera de ellas al uso de elevadas potencias por cortos lapsos de tiempo (de pocos segundos a minutos), mientras que las energéticas son aquellas en las que se entregan altas cantidades de energía en procesos de descarga en intervalos de tiempo mayores (del orden de minutos a horas). Se debe destacar que dependiendo del uso que se le quiere dar al ESS, se debe escoger la tecnología que mejor cumpla dichas funciones.

2.1.1. Aplicaciones de los ESS.

Los sistemas de almacenamiento permiten una gran cantidad de aplicaciones debido a sus características de uso [2]. A continuación, se detallarán los principales usos y/o beneficios que tienen estos sistemas con una pequeña descripción de este. Se debe mencionar que cada uno de estos puntos está sujeto a la localización óptima y elección correcta de la tecnología de almacenamiento.

1. Suministro eléctrico:
 - a. *Desplazamiento horario de energía*: consiste en “desplazar el consumo”, almacenando energía en los momentos en que la demanda del sistema es baja y los costos son menores y entregarla cuando la demanda es alta y los costos son mayores.
 - b. *Retardo de nueva capacidad de generación*: se logra al almacenar energía durante horas de baja demanda y entregarla en horarios de demanda punta, con lo que se puede retrasar la inversión en centrales de generación base.
2. Servicios complementarios:
 - a. *Seguimiento de carga*: los sistemas de almacenamiento al operar con carga parcial, no disminuyen su desempeño ni eficiencia como, por ejemplo, ocurre con las

- máquinas térmicas, las cuales aumentan su consumo específico y aumentan el número de mantenciones al trabajar bajo potencia nominal. Lo anterior, se traduce en que los ESS pueden realizar un mejor seguimiento de la carga.
- b. *Reservas operativas*: permiten hacer regulación de frecuencia al tener la capacidad de cargarse/descargarse, produciendo un efecto similar a una disminución/aumento en la generación. Además, se incluyen los servicios de apoyo en recuperación de servicios como partida en negro.
3. Sistema de transmisión:
- a. *Soporte a congestiones*: si se prevé una congestión en ciertas horas del día, se puede almacenar energía en aquellos momentos en que la demanda es baja y descargarla a la hora presupuestada en que ocurrirá la congestión, con lo que se puede eliminar la congestión del sistema y, de la misma forma, eliminar el probable desacople de costos marginales en las barras del sistema.
 - b. *Retardo de nueva capacidad de transmisión*: si en una línea de transmisión ocurre una congestión en pocas horas del año, se puede almacenar energía con el fin de evitar llevar a la línea a su límite de capacidad y así, evitar la expansión de esta línea. Adicionalmente, con lo anterior se puede alargar la vida útil de estos activos debido a que se pueden someter a menores esfuerzos.
4. Cliente final:
- a. *Manejo energético horario*: similar al caso expuesto en punto 1.a. Ahora bien, se observa desde el punto de vista del cliente final, quien puede o no tener costos de retiros regulados que, al conocer los horarios de mayor costo energético, puede acumular energía en momentos de menor costo para su utilización en las horas del día de mayor precio.
 - b. *Confiabilidad de suministro*: utilizar la energía almacenada durante cortes de energía eléctrica, ayudando a mejorar la confiabilidad del suministro.
5. Integración de ERNC:
- a. *Manejo energético de producción*: debido a que la energía producida por la generación renovable es de bajo costo y ante una eventual operación con alta penetración de estas centrales, los ESS permiten acumular la energía producida por este tipo de centrales y venderla en los momentos en que haya escasez del recurso, donde los precios aumentan.
 - b. *Reconocimiento de potencia firme*: los sistemas de almacenamiento disminuyen la variabilidad e incertidumbre de las centrales renovables no convencionales vista “bornes afuera” de ella. Lo anterior, repercutirá en un aumento de la potencia firme de la central.
 - c. *Integración a la red*: hacen posible el manejo y mitigación de efectos asociados a una mayor capacidad de generación variable.

2.1.2. Tipos de ESS.

Dependiendo de la cantidad de energía suministrada por los ESS, estos se pueden clasificar según [2]:

1. *Transitorio*: la carga/descarga ocurre en un corto tiempo. Se utilizan principalmente para mejorar la estabilidad de tensión durante transitorios. Ejemplos de este tipo son: volantes de inercia, supercondensadores y superconductores.
2. *Corto plazo*: la carga/descarga ocurre durante intervalos de minutos u horas. Se usan para regulación de frecuencia y manejo de congestiones. Como ejemplo de este tipo encontramos las baterías en general.
3. *Mediano plazo*: el almacenamiento permite ventanas de tiempo de varias horas, días e incluso meses. Se aprovechan principalmente para el balance de generación y demanda por un margen de tiempo superior a 24 horas. Ejemplos de esta tecnología son las centrales de bombeo y de aire comprimido.

En la Figura 1 se puede ver un resumen de estas tecnologías caracterizadas por su capacidad y utilidad.

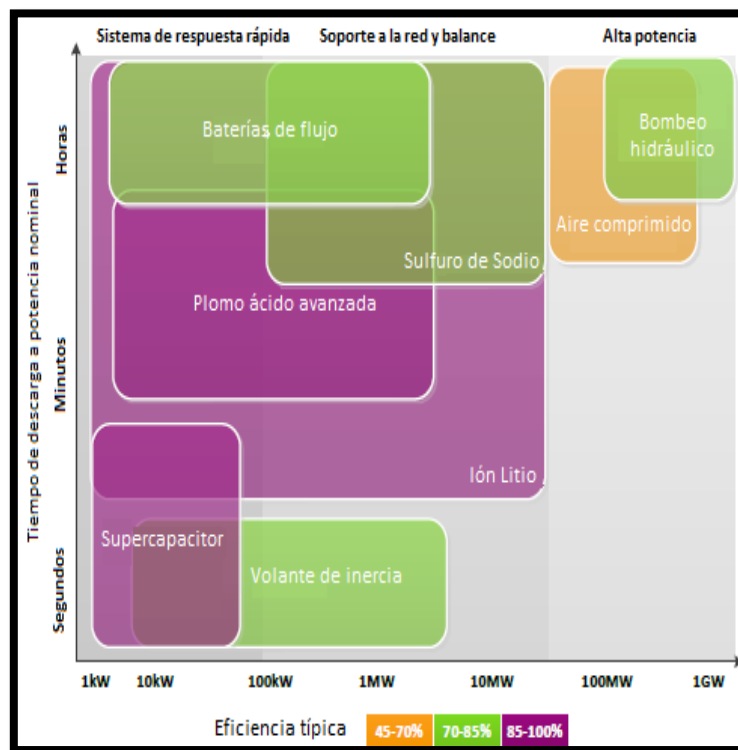


Figura 1 Distintos tipos de EES con su posible utilidad. [1]

Cabe destacar que en este cuadro no se observan las tecnologías de almacenamiento térmico, las cuales son utilizadas por las centrales de CSP, principalmente porque este tipo de tecnología no convierte la energía eléctrica en otra para ser almacenada, sino que de la misma fuente que permite generar electricidad, esta se puede almacenar para la posterior generación. Este tipo de centrales sin embargo se posicionaría al igual que las centrales de aire comprimido y de bombeo hidráulico, debido a que su almacenamiento cumple con características similares.

Por otro lado, en la Figura 2 se muestra una clasificación de los sistemas de almacenamiento según la forma en que se almacena la energía.

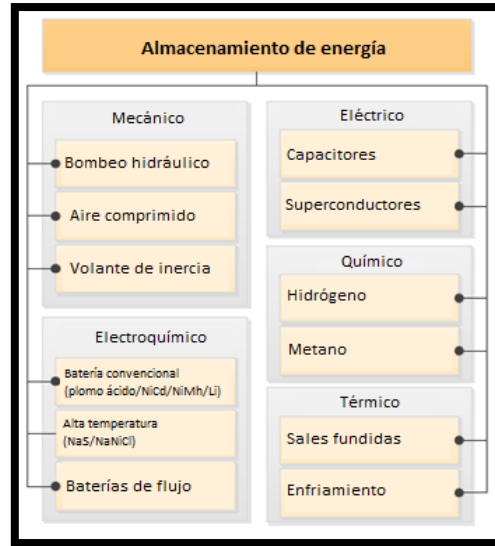


Figura 2 EES según forma de almacenamiento. [1]

A continuación, se describirá brevemente el funcionamiento de algunos de los sistemas de acumulación de energía mencionados anteriormente.

Centrales de Bombeo Hidráulico

Las centrales de bombeo hidráulico PHS (*Pumped Hydroelectric Storage*) almacenan energía potencial, al disponer de dos embalses a distinta altura, los cuales puedan tener un flujo de agua en ambos sentidos, actuando el reservorio superior como sistema de almacenamiento y el inferior como fuente. El flujo puede ir desde el reservorio superior al inferior para generar, y en sentido contrario por medio de bombas hidráulicas para almacenar. En la Figura 3 siguiente se observa un diagrama básico con el funcionamiento de estas centrales.

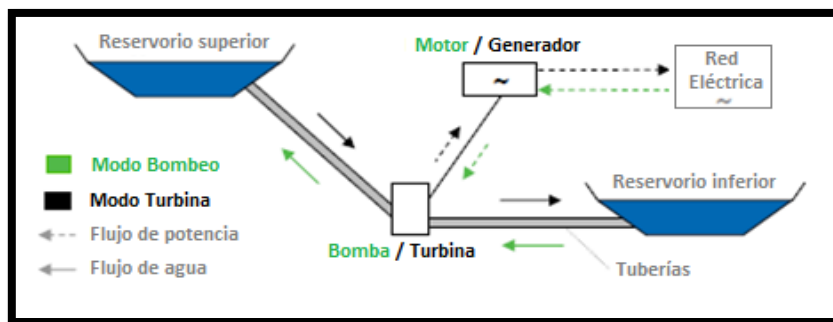


Figura 3 Diagrama de Central de almacenamiento tipo bombeo; [2]

Si bien esta tecnología corresponde al tipo de almacenamiento más barato para grandes niveles de potencia almacenada y es la tecnología con mayor maduración de todas, está limitada a la geografía en la cual se sitúen estas centrales.

Aire comprimido

El almacenamiento CAES (*Compressed Air Energy Storage*) consiste en comprimir un gas (usualmente aire) por medio de un compresor a altas presiones y almacenarlo en estructuras subterráneas o en estanques para, posteriormente, liberar la energía almacenada cuando este aire es expandido. Para la expansión del aire, este se recalienta y luego se mezcla con algún tipo de combustible para alimentar un generador convencional. La mezcla del aire con el combustible permite reducir a un 40% la cantidad de combustible a utilizar en comparación al caso de generación normal [3] [4]. La eficiencia va en torno del 45 a 70% [1]. Un esquema simplificado del funcionamiento de esta tecnología se muestra en la Figura 4.

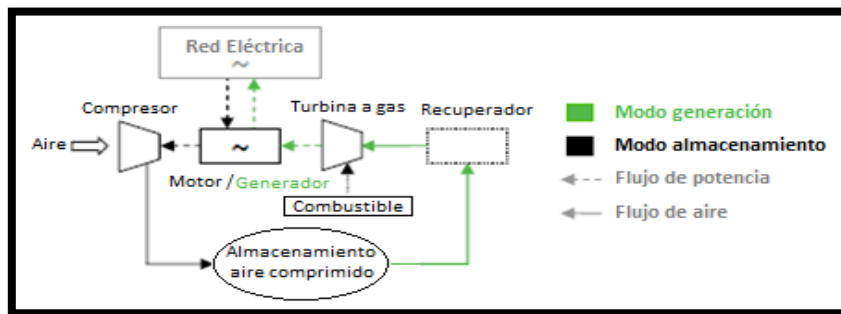


Figura 4: Funcionamiento CAES. [2].

Dentro de las ventajas de esta tecnología se encuentra que permite el almacenamiento a largo plazo, pudiendo abastecer grandes cantidades de energía y disponer de grandes cantidades de potencia. Por otro lado, dentro de las desventajas podemos citar está que para su funcionamiento necesitan del acompañamiento de algún tipo de combustible, requieren de espacios geológicos adecuados y a medida que la cantidad de aire almacenado se reduce, también disminuye la presión provocando que no se pueda entregar una potencia fija por periodos largos de tiempo.

La primera planta de este tipo fue construida en 1978 en Huntorf, Alemania [2],[3]; posee una potencia de 290 MW, almacenando el aire comprimido en un volumen de 310.000 m³ a una profundidad entre 650 y 800 m de profundidad. Su capacidad de almacenamiento es de dos horas a plena carga.

Baterías

En términos generales, las baterías usan reacciones químicas con dos o más celdas electroquímicas que permiten el flujo de electrones. El diseño básico está compuesto por dos electrodos: el ánodo (terminal negativo) y el cátodo (terminal positivo) y ambos se conectan indirectamente a través de un electrolito. Debido a la gran variedad de baterías, se pueden utilizar para aplicaciones de corto y largo plazo. Dentro de las baterías más comunes destacan:

- Baterías de Sulfuro de Sodio (NaS).
- Baterías de Ión Litio.
- Baterías de Flujo-Redox.
- Baterías de Plomo Ácido.
- Baterías de Níquel-Cadmio (NiCd).

En la Tabla 1, se muestra un resumen de las principales ventajas, desventajas, eficiencia y ciclo de vida de las baterías mencionadas anteriormente.

Tabla 1 Comparación de baterías. [3], [4]

Batería	Ventajas	Desventajas	Eficiencia	Ciclos
<i>Sulfuro de Sodio</i>	Larga vida útil, Alta flexibilidad y profundidad de descarga, Alta densidad energética, Puede operar en distintas condiciones ambientales, Sin emisiones durante operación	Dificultad en manejo térmico, requiriendo equipos auxiliares para mantener la temperatura, Incidentes explosivos	75 a 90%	2500 a 4500
<i>Ión Litio</i>	Alta densidad energética y eficiencia, Gran cantidad de ciclos y vida útil, dependiendo de la profundidad de descarga	Vida útil depende de la profundidad de descarga, Requiere equipos adicionales para cuidar la tensión y estabilidad térmica.	85 a 100% aprox.	1000 a más de 10000
<i>Flujo-Redox</i>	Capacidad de desacoplar la potencia de la energía, Ausencia de autodescarga, Respuesta rápida, Simplicidad de mantenimiento, Alta profundidad de descarga	Complejidad de diseño, Baja densidad de energía, Baja eficiencia global	60 a 65% (ZBR ¹) 65 a 85% (VRB ²)	ZBT: Más de 2000 VRB: Más de 5000
<i>Plomo Ácido</i>	Bajo costo comercial, Toleran uso intensivo, Alto nivel de reciclaje, Alta capacidad de potencia, Alta densidad energética	Sensible a la profundidad de descarga, afectando vida útil y número máximo de ciclos, Sensible a temperatura ambiente, Problema con ciclos frecuentes a estados parciales de carga, Baja eficiencia	70 a 90%	200 a 1000
<i>Níquel-Cadmio</i>	Bajo mantenimiento asociado, Pueden mantener estados de carga largos, Mantienen una tensión estable durante ciclos de carga/descarga profundos	Alto costo de inversión, Toxicidad del cadmio, Sufren de efecto memoria	60 a 70%	2000 a 3500

¹ ZBR: Tipo de batería de flujo-redox, basada en Zinc-Bromo (*Zinc Bromine Redox Battery*)

² VRB: Tipo de batería de flujo-redox, basada en Vanadio (*Vanadium Redox Battery*)

Volante de inercia

Los volantes de inercia (*Flywheels*) son dispositivos mecánicos que giran a altas velocidades almacenando energía cinética en forma de energía rotacional, transformándola en energía eléctrica a través de una máquina acoplada a su eje que puede funcionar tanto como generador (en el modo de descarga) o bien como motor (en modo de carga). De este modo, para la carga el rotor es acelerado por el motor hasta alcanzar su máxima velocidad y para la descarga o generación eléctrica, se usa el generador reduciendo la velocidad del volante de inercia. El uso principal que se le da a este tipo de almacenamiento es en aplicaciones en las que se requieren elevadas potencias en un corto lapso de tiempo, ya que poseen buenas características para la estabilización de tensión y frecuencia durante transitorios. El rango típico de eficiencia está en torno al 80 y 85% [2].

Entre las ventajas adicionales que posee esta tecnología, se encuentra que su desempeño no se ve disminuido con los ciclos de carga y descarga que, durante un año, pueden llegar a decenas de miles de procesos. Su principal desventaja son los altos costos asociados a la inversión.

Supercapacitores

Los supercapacitores son equipos que almacenan energía de forma similar a los condensadores convencionales, con la diferencia que no almacena la energía en dos conductores, sino que en la interface entre la superficie de un conductor y una solución electrolítica; de la misma forma, son similares al funcionamiento de una batería. Este tipo de almacenamiento permite ciclos rápidos de carga y descarga con una alta vida de ciclos; su principal desventaja en comparación a las baterías, es que poseen baja densidad energética.

Superconductores

Los SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*) almacenan energía en forma de campo magnético, el cual es creado por un flujo de corriente continua que fluye dentro de la bobina. Con el fin de disminuir las pérdidas, se utiliza un sistema de enfriamiento criogénico. Dentro de las ventajas que posee este tipo de tecnología está en que puede entregar altos niveles de potencia en pequeños intervalos de tiempo, posee una alta eficiencia y puede soportar numerosos ciclos de carga y descarga, siendo su principal desventaja que se deben operar a bajas temperaturas.

2.1.3. Estado de las tecnologías de almacenamiento

Como se puede apreciar existen diferentes tecnologías para almacenar energía con distintas aplicaciones, encontrándose algunas en un estado muy primitivo o en una etapa muy temprana de desarrollo. En la Figura 5 se presenta un gráfico con los distintos estados de maduración en los que se encuentran los distintos tipos de tecnología, incluyendo el capital necesario para su inversión por el riesgo asociado a su maduración.

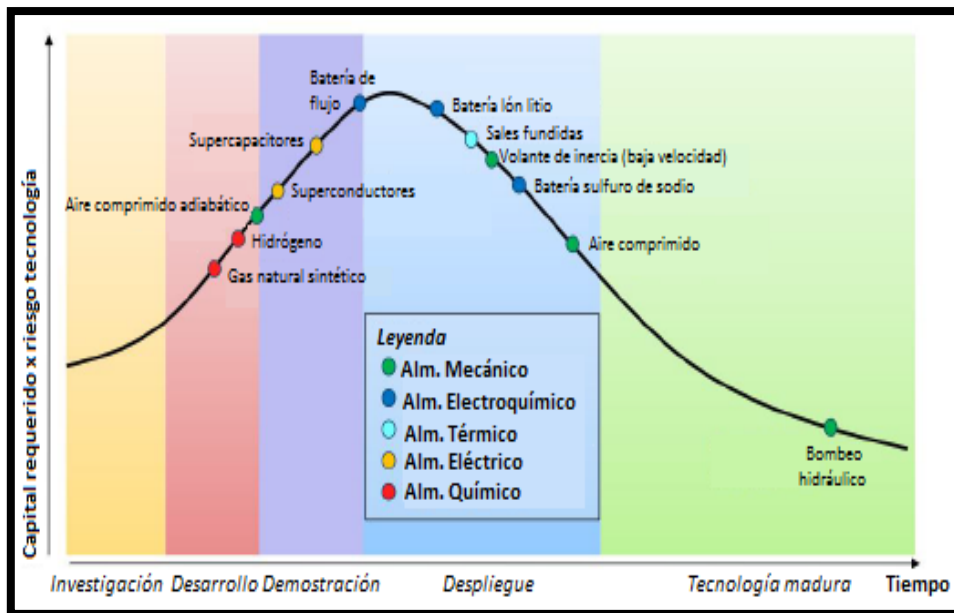


Figura 5 Maduración de tecnologías con capital requerido por riesgo; [1]

Finalmente, en la Figura 6 se pueden observar las capacidades instaladas para las tecnologías de almacenamiento eléctrico alrededor del mundo en la actualidad.

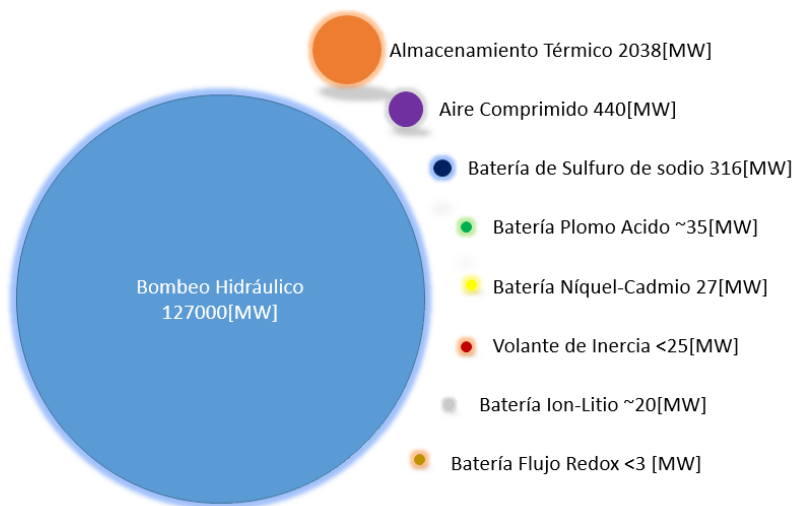


Figura 6 Capacidad instalada de distintas tecnologías de almacenamiento en el mundo; elaboración propia, [4][5]

2.2. Centrales de concentración Solar

Las plantas de concentración solar utilizan la radiación solar directa, la cual es transformada en calor y puede ser utilizada para generar electricidad o almacenar energía para su utilización posterior por medio de ciertos materiales, los cuales con sus características térmicas son capaces de almacenar grandes niveles de energía térmica por tiempos prolongados dependiendo del

dimensionamiento de estos. Esta es una tecnología que, si bien no tiene un gran grado de madurez, promete ser una opción muy viable para el futuro del sistema eléctrico chileno. Es más, existen proyectos, tanto en construcción como en desarrollo, para implementar esta tecnología en la zona norte del país.

A continuación, se mostrarán las principales variaciones constructivas de estas plantas, indicando sus características y funcionamiento. Estos tipos de centrales se pueden separar en 3 bloques. Primero tenemos un sistema de espejos los cuales se utilizan para concentrar la radiación solar directa sobre un receptor; en segundo lugar, un fluido de transferencia térmica (HTF), el cual sirve para transportar y/o almacenar este calor concentrado; y finalmente, este fluido puede ser utilizado para la generación de electricidad en el bloque de potencia. Cabe destacar que este tipo de centrales, a diferencia de las tecnologías expuestas en el capítulo anterior, son capaces de almacenar energía térmica directamente desde su fuente y no haciendo una transformación desde energía eléctrica. En la Figura 7 se pueden apreciar los 3 bloques que componen este tipo de centrales los cuales se describirán a continuación.

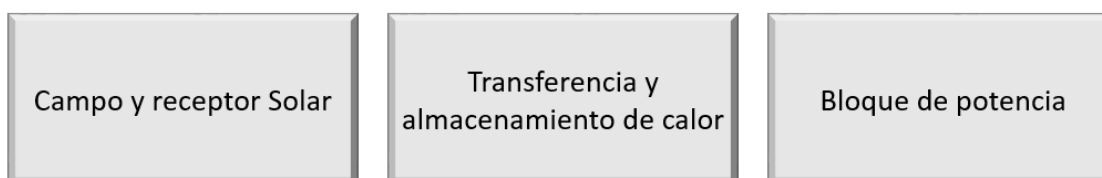


Figura 7 Sistemas que componen centrales de CSP Elaboración propia

2.2.1. Campo y Receptor Solar

Esta parte del sistema es la encargada de recibir la radiación solar para proyectarla en un punto específico, siendo este bloque lo que diferencia a todas las centrales, ya que existen distintas tecnologías para poder realizar la recepción y concentración de la radiación solar. En la Figura 8 se pueden observar los distintos tipos de espejos o reflectores usados hoy en día.



Figura 8 Tecnologías de concentración, de izquierda a derecha: Espejos Parabólicos; Fresnel; Torre Central; Disco Stirling [6]

En términos de diseño, el parámetro más importante a considerar es el denominado “Múltiplo Solar”, el cual representa el sobredimensionamiento de la instalación que capta la energía solar con respecto al tamaño del bloque de potencia (se absorbe más energía de la que se puede producir). Por lo tanto, valores mayores a uno significan tener excedentes de energía los cuales pueden ser almacenados.

Tecnologías

Presentamos a continuación las distintas tecnologías utilizadas en la concentración de la radiación solar:

Espejos Parabólicos

Por medio de reflectores cilíndricos la energía solar es concentrada en un colector, el cual está situado a lo largo de la superficie de la curva y funciona como foco para absorber la radiación reflejada, la cual se transfiere por medio del fluido de transferencia, el cual puede ser desde aceite hasta aire. Estos reflectores cuentan con un soporte con seguimiento axial para seguir el movimiento del sol y obtener un óptimo recibimiento de la radiación. En la Figura 9 se puede observar el funcionamiento de este:

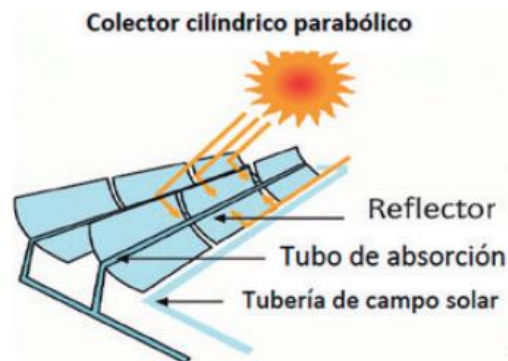


Figura 9 Diagrama de funcionamiento de colector cilíndrico parabólico; [7]

Espejo tipo Fresnel

Este tipo de colector consiste en una serie de espejos planos o curvos que siguen la trayectoria del sol y que reflejan la luz colectada en un tubo ubicado en la parte superior de estos. Esta tecnología tiene la particularidad que cada reflector tiene su propio sistema de seguimiento haciendo que la luz incida en el receptor sin que este tenga que moverse, adicionalmente permiten un uso más eficiente del terreno. En la Figura 10 se puede observar la operación de estos espejos

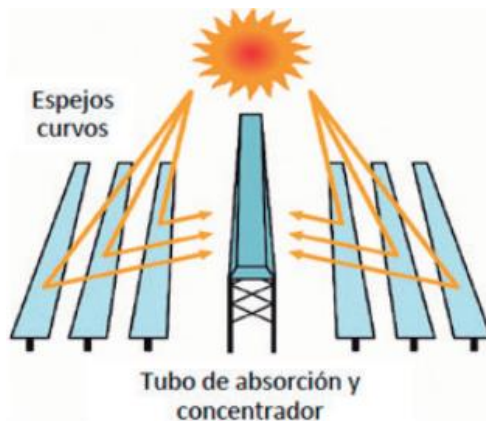


Figura 10 Diagrama de funcionamiento de colector tipo Fresnel; [7]

Espejos con Torre Central

Estos se pueden separar en dos partes, los heliostatos, los cuales son espejos encargados de reflejar la energía solar, y la torre solar, que sirve como foco para concentrar la energía de los heliostatos. En esta torre se realiza la transferencia de calor a un líquido el cual puede ser agua, aceite o sales fundidas. La principal ventaja de este tipo de recolección de energía es que pueden alcanzar altas temperaturas, almacenando grandes cantidades de energía [7]. En la Figura 11 se puede apreciar el funcionamiento de esta configuración.

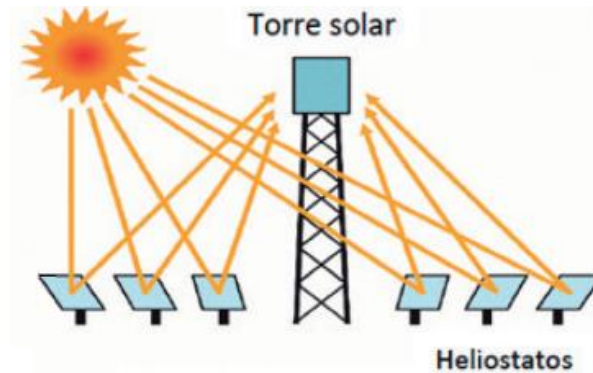


Figura 11 Diagrama de funcionamiento de colector tipo Torre Solar; [7]

Disco Parabólico

Este tipo de concentrador consiste en un disco parabólico, como dice su nombre, el cual concentra la radiación en un foco, donde suele contener un motor Stirling que es capaz de convertir la energía térmica producida por la radiación en energía mecánica. Este tipo de tecnología se caracteriza por ser relativamente nueva y tener grandes eficiencias, pero debido a las bajas potencias alcanzadas tienen mayor futuro en generación en zonas rurales de bajo consumo. En la Figura 12 se puede observar el funcionamiento de este tipo de espejos

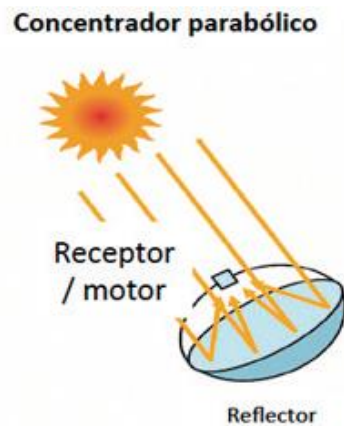


Figura 12 Diagrama de concentrador Parabólico de disco; [7]

Comparación entre tecnologías

En la Tabla 2 se presentan las principales características para las distintas tecnologías de concentración de la radiación solar.

Tabla 2 Diferencia entre tecnologías de concentración; [9]

Tecnología	Parabólicos	Torre central	Fresnel	Disco Parabólico
Rango de capacidad[MW]	10-250	10-100	5-250	0.01-1
Rango de Temperatura [C°]	150-400	300-1200	150-400	300-1500
Eficiencia anual de conversión solar a electricidad [%]	10-16	10-22	8-12	16-29
Costo relativo	Bajo	Alto	Bajo	Muy Alto
Madurez comercial	Alto	Medio	Medio	Bajo
Perspectivas para mejoras	Limitado	Significativo	Muy significativo	Alto Potencial con producción en masa
Ventajas	Alta durabilidad Componentes modulares Compatible con ciclo combinado de gas o diésel	Alta eficiencia Componentes modulares Compatible con ciclo Brayton y ciclo combinado de gas o diésel	Estructuras simples Unidades modulares Compatible con ciclo combinado de gas o diésel	Alta eficiencia Unidades modulares No necesita agua para enfriamiento
Desventajas	Limites operacionales de temperatura Estructuras complejas Necesidad de agua para limpieza y enfriamiento	Alto costo en mantenimiento y equipos Necesidad de agua para limpieza y enfriamiento	Baja eficiencia relativa a las demás tecnologías Limites operacionales de temperatura	Baja madurez comercial No existe tecnologías de almacenamiento

En la Figura 13 se puede apreciar la distribución de los proyectos CSP por tecnología [8]. Como se puede ver la capacidad instalada alcanza los 5.000[MW] y hay una clara inclinación a la tecnología de espejos parabólicos, seguida por las centrales de torre central. Se puede inferir que, por sus costos elevados, la tecnología de torre central aun no compensa los beneficios del rango de temperatura y eficiencia por sobre los espejos parabólicos que, como se mencionó en la Tabla 2, tienen una mayor madurez comercial. La tecnología Fresnel de a poco comienza a tomar terreno en el mercado, mientras que la tecnología de discos parabólicos aún está en una temprana edad de desarrollo. Se espera que para el año 2030 esta tecnología alcance los 10.000[MW] en todo el mundo.

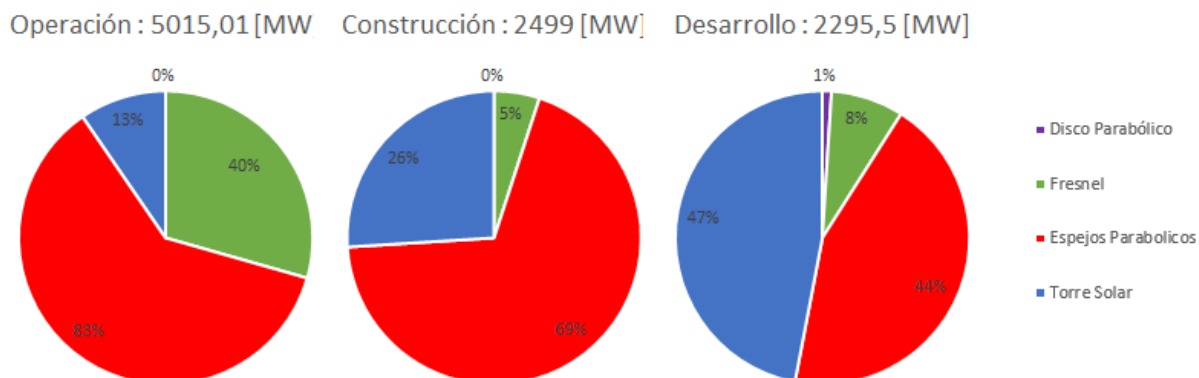


Figura 13 Distribución de proyectos en operación, construcción y desarrollo en el mundo por tecnología; Elaboración propia.

2.2.2. Transferencia y Almacenamiento de Calor

Esta parte, si bien es opcional en este tipo de centrales, corresponde a una característica especial debido a la posibilidad de almacenar energía de una fuente intermitente como el sol, dependiendo del dimensionamiento que se le dé a la central, para permitir que esta produzca energía aun cuando no tenga disponible su fuente, como es en las noches o los días con mucha nubosidad. Esto le permite a esta tecnología que, aun dependiendo de una fuente intermitente, pueda generar de una forma continua.

Si bien el almacenamiento de estas centrales es térmico, existen tres medios en los cuales se puede llevar a cabo este almacenamiento: como calor latente, calor sensible y termoquímico. Además, existen dos formas mediante las cuales se puede transferir el calor al medio de almacenamiento, los cuales pueden ser directos o indirectos. Aunque la energía que se almacena es térmica, esta se dimensiona en horas, que corresponden a las horas en las cuales la planta puede producir a máxima capacidad sin la necesidad de calor proveniente de una fuente externa al depósito de la planta.

Medios de almacenamiento

Calor sensible: Se realiza al aumentar la temperatura del material de almacenamiento. Las principales características de estos materiales son la capacidad térmica, la estabilidad a ciclos térmicos y la compatibilidad con recipientes en los cuales se depositen. Este tipo de

almacenamiento se puede realizar por medio de materiales líquidos, como sales fundidas o agua presurizada, o por medio de materiales sólidos como cerámica u hormigón.

Calor Latente: En comparación al calor sensible, este tipo de almacenamiento tiene la característica de tener una densidad energética mayor y realizar ciclos de carga y descarga a temperaturas casi constantes. Utiliza el principio del cambio de estado (sólido a líquido o líquido a gaseoso) de materiales denominados PCM (materiales de cambio de fase de sus siglas en inglés), siendo su principal característica su conductividad térmica, la cual le permite los ciclos de carga y descarga.

Termoquímico: Consiste en el medio menos desarrollado para el almacenamiento y se trata del calor proveniente de reacciones químicas reversibles, las cuales en el ciclo de carga son endotérmicas y al descargarse exotérmicas.

Formas de almacenamiento

Anteriormente explicamos los medios en los cuales se pueden realizar los almacenamientos, pero la forma en la cuales se realiza este pueden ser dos:

Almacenamiento directo:

En este caso se almacena la energía térmica utilizando el mismo fluido de transferencia. Esto significa que el fluido calentado por el campo solar es almacenado para ser utilizado en la generación de electricidad y al enfriarse devuelto al campo solar para volver a realizar el ciclo. Esto se puede resumir de mejor manera en la Figura 14.

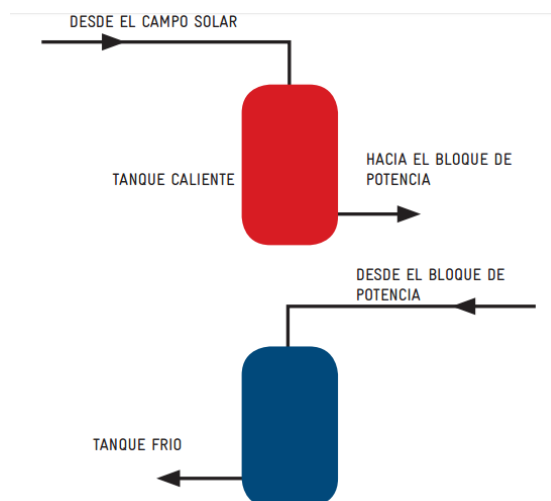


Figura 14 Método de almacenamiento directo; [9]

Almacenamiento Indirecto

Este método se diferencia del anterior debido a que el material utilizado para el almacenamiento es distinto al fluido de transferencia. Este último traspasa el calor por medio de un “intercambiador” el cual realiza las transferencias de calor a un circuito cerrado que contiene el material de almacenamiento. Al momento de generar el material de almacenamiento funciona como fuente de

calor cuando el campo solar ya no puede calentar el fluido de transferencia. En la Figura 15 se puede apreciar la configuración de esta forma de almacenamiento.

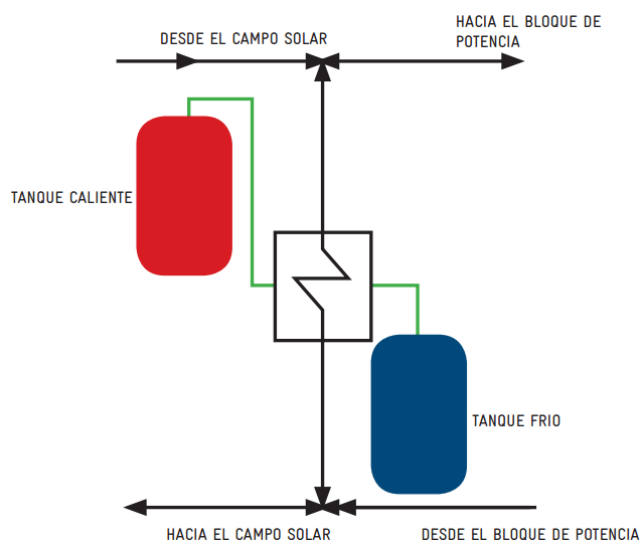


Figura 15 Método de almacenamiento indirecto; [9]

Tipos de Almacenamiento existentes

La selección de la forma de almacenamiento depende principalmente del modo de almacenamiento que se quiere, el modo de almacenamiento por calor sensible puede realizarse con ambos métodos, siempre que el material utilizado sea líquido. En caso de ser un material sólido, solamente se puede ocupar el segundo método. En el caso del almacenamiento de calor latente, se debe utilizar el método indirecto debido a que los materiales al cambiar de estado se pueden mezclar con el fluido de transferencia, salvo en el caso de que el agua sea el fluido y se almacene por medio de acumuladores de vapor (ver más adelante). Es por esto que la elección del tipo de almacenamiento es de carácter económico, ya que cada fluido y material tiene distintos costos asociados y características que permiten distintos tiempos de almacenamiento, y esto dependerá principalmente del tipo de mercado en el cual se encuentren, y si existen incentivos económicos para la utilización de almacenamiento [9]. A continuación, se mostrarán algunos ejemplos de almacenamiento que se han implementado en centrales CSP.

Dos estanques directos

En estos sistemas el campo solar calienta el fluido el cual es utilizado para el almacenamiento, siendo el material más utilizado las “sales solares”, que corresponden a una mezcla entre nitrato de sodio y nitrato de potasio, las cuales al ser derretidas cumplen con ciertas características térmicas ideales para este tipo de sistemas [9]. Las principales características que se desean son un amplio rango térmico, alta conductividad térmica, baja corrosión producida en los contenedores, estabilidad térmica y por supuesto bajos costos [10]. Algunas de estas características se han intentado mejorar por medio de PCM encapsulados al interior del estanque de las sales para disminuir el volumen y aumentar la capacidad de almacenamiento [10].

En las Figuras 16 y 17 se pueden ver estas configuraciones para las tecnologías de torre solar y espejos parabólicos respectivamente.

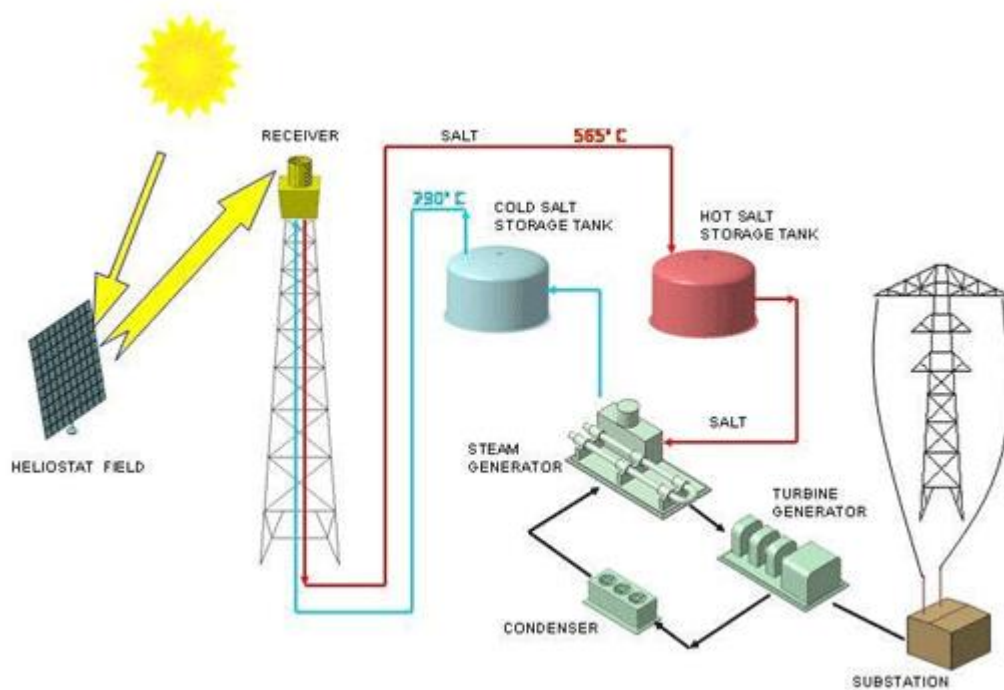


Figura 16 Configuración de sales en torre solar con método directo [11]

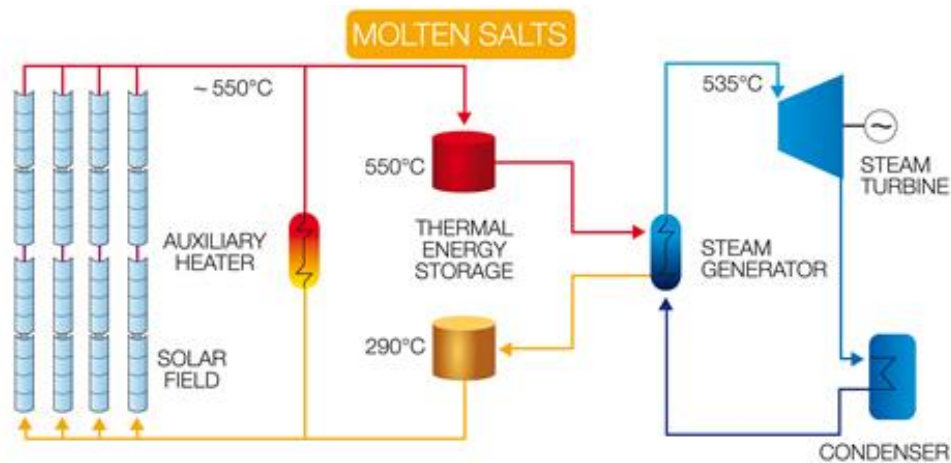


Figura 17 Configuración de sales en espejos parabólicos con método directo [12]

Dos tanques indirectos

Este mecanismo consiste en calentar las sales por medio de un intercambiador de calor con el fluido de transferencia. Estos sistemas se implementan cuando los fluidos son muy caros o no cumplen con las características de almacenamiento requeridas [13]. En la Figura 18 se puede ver una configuración de este tipo en una central con tecnología de espejos parabólicos.

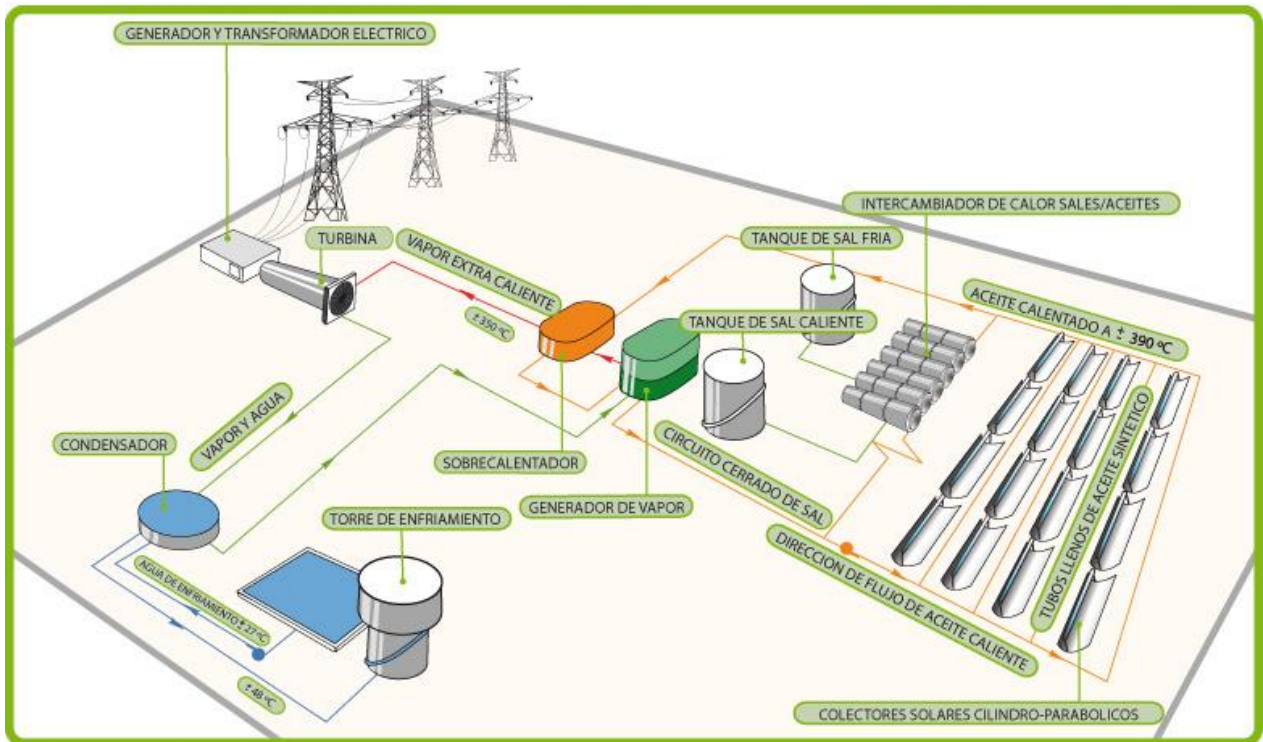


Figura 18 Configuración de sales en espejos parabólicos con método indirecto; [14]

La principal desventaja de este tipo de almacenamiento, con método directo o indirecto, está en que las sales se deben encontrar siempre en estado líquido por lo cual no deben bajar de cierta temperatura, lo que implica tener un sistema de respaldo o “calefacción”, y mantener en constante movimiento lo que implica la utilización de bombas, aumentando los costos de operación de las centrales.

Sistemas de un tanque

Este tipo de almacenamiento se utiliza cuando el material corresponde a un sólido (cerámicas, arenas u hormigón) el cual es calentado de manera indirecta por el líquido de transferencia. Cabe destacar que este tipo de almacenamiento no requiere una temperatura mínima como en el caso de las sales fundidas, pero si una adecuada configuración para el eficiente traspaso de calor desde el líquido al material. Se suelen utilizar configuraciones como panel de abeja para que el fluido pueda circular por el material y así utilizar de mejor manera la superficie para un eficiente traspaso. En la Figura 19 se puede ver un esquema de esta tecnología.

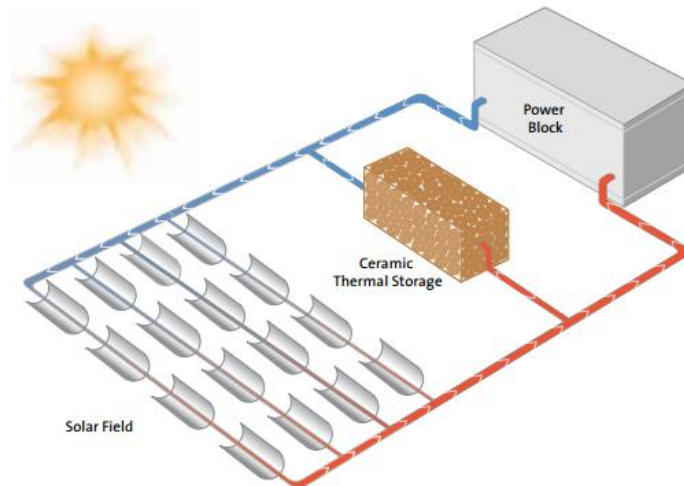


Figura 19 Sistema de almacenamiento con cerámica; [15]

Acumuladores de Vapor

Consiste en la utilización de un solo estanque acumulador de vapor para almacenar calor latente en agua saturada. Este tipo de almacenamiento normalmente se utiliza cuando se implementa generación directa de vapor desde el receptor solar. Debido a los altos costos asociados solo se puede hacer a baja escala y con pocas horas de almacenamiento. Todas las tecnologías pueden utilizar este tipo de almacenamiento. En la Figura 20 se puede ver un ejemplo de una central de torre solar implementando este sistema.

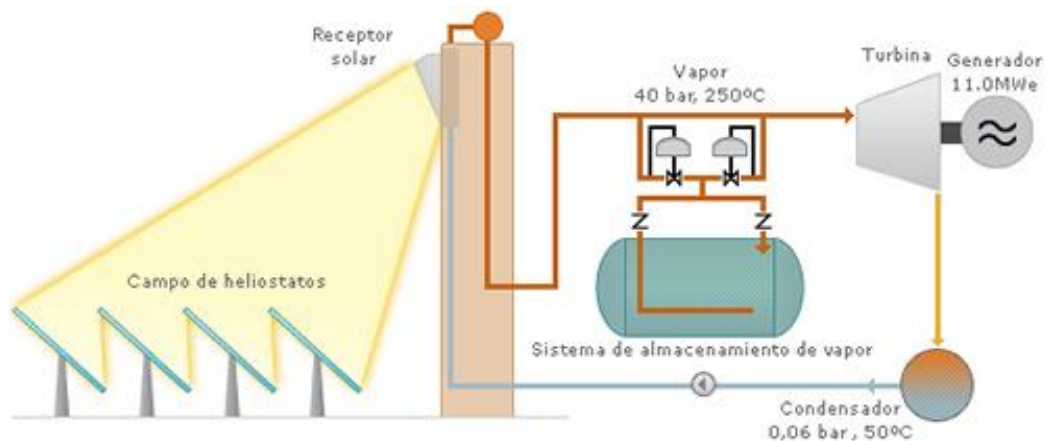


Figura 20 Sistema de almacenamiento con acumuladores de vapor; [16]

2.2.3. Bloque de Potencia

Además del colector y del sistema de almacenamiento, el último sistema es el encargado de la generación de energía eléctrica por medio de energía térmica y tiene 3 formas en las cuales se puede llevar a cabo. El primero corresponde a sistemas de ciclo Rankine, el cual es el más maduro de los sistemas de conversión solar-eléctrico [17], el segundo es el Ciclo combinado híbrido solar integrado (ISCCS de sus siglas en inglés) el cual corresponde a una configuración mixta entre un

generador de gas, con el cual se obtiene vapor adicional por medio de la generación solar. Por último, tenemos los motores Stirling los cuales solo funcionan para la configuración de disco parabólico. A continuación, se entrará más en detalle en cada sistema.

Ciclo Rankine

Consiste en la utilización de la energía térmica solar (almacenada o directa), para calentar agua y producir vapor, el cual por medio de un típico ciclo de Rankine produce electricidad enfriándose hasta convertirse nuevamente en agua, la cual vuelve a pasar por la fuente de calor para repetir el ciclo.

Si es que no existe un sistema de almacenamiento se pueden ocupar combustibles como gas o diésel para generar vapor y así poder seguir generando a plena carga durante más tiempo debido a la disminución de energía solar recibida a las horas en las que no hay sol. Esto puede significar una alternativa al almacenamiento debido a que dependiendo de los costos podría salir más económico implementar esta alternativa, sin embargo, dejaría de ser una opción de cero emisiones y disminuiría su capacidad de ser despachada. La eficiencia de este tipo de sistema está entre 35% y 40% [17].

Sistemas de generación híbrida

A diferencia del sistema Rankine, los ISCCS son otro tipo de generador que ocupan combustibles fósiles para la generación y en forma adicional reciben el vapor proveniente de la planta de concentración. Este aporte de la central de concentración suele llamarse “solar boost” debido a que aumenta la eficiencia de las máquinas de ciclo combinado y disminuye el consumo de combustible. En los momentos de máxima radiación este tipo de configuración permite aumentar el rendimiento de la turbina de ciclo combinado en un 20% y 30% [17].

Cabe destacar que a diferencia del ciclo Rankine, este sistema no puede generar solo con energía solar, ya que se utiliza solamente como un “boost”, por lo que este método se implementa en centrales híbridas en las que la generación viene principalmente de combustibles fósiles y se disminuyen los costos de combustible y emisiones, lo que se ha transformado en un incentivo para su utilización debido a los beneficios por la disminución de gases de efecto invernadero.

Motor Stirling

Este tipo de generación solo es válido para la tecnología de discos parabólicos y su principal característica está en que, a diferencia de los demás motores de combustión externa, estos funcionan gracias a calor externo o combustión externa, el cual calienta un gas al interior del motor, generalmente Helio, el cual al calentarse se expande y al enfriarse se contrae, produciendo el movimiento de un pistón y así generando el movimiento para producir electricidad.

2.3. Experiencia internacional

Como se pudo ver en los capítulos anteriores, las centrales CSP no se encuentran en una etapa de madurez avanzada, pero se están haciendo estudios para hacerla competitiva en los mercados

eléctricos del mundo. A nivel mundial existen centrales de esta tecnología en operación, las cuales se concentran principalmente en Estados Unidos y España. Estos han sido los principales promotores debido a sus altos niveles de radiación en zonas como California y Granada respectivamente, donde se construyeron centrales de alta capacidad a nivel comercial. Además, estos países son los que se encuentran más avanzados con respecto a la regulación y legislación para promover este tipo de tecnologías, las cuales al tener elevados costos de inversión no presentan un atractivo para desarrollarlas como alternativas a los medios convencionales de menor valor. En la Figura 21 se puede ver un gráfico con las capacidades instaladas de las centrales en operación por país.

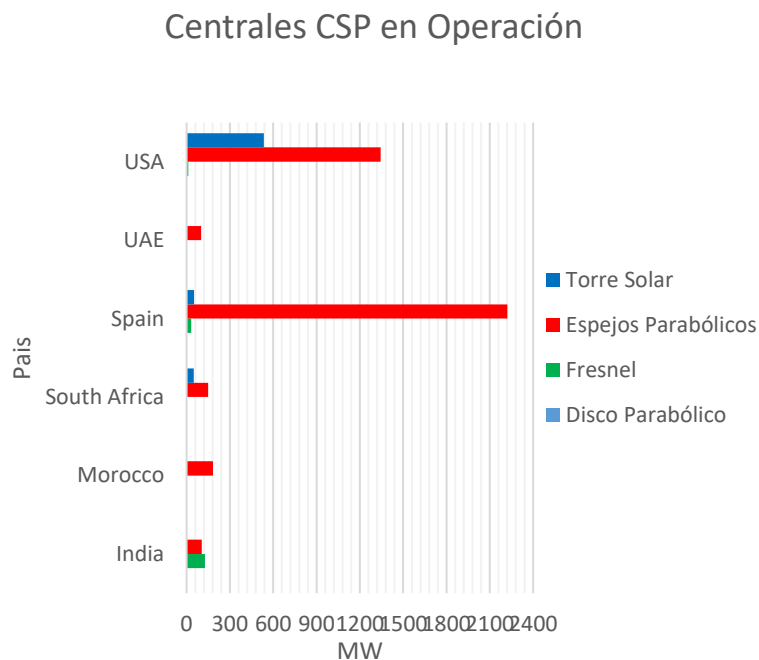


Figura 21 Centrales CSP en operación en el mundo; Elaboración Propia con datos de Project Tracker CSPToday 20/junio/2016

Se puede ver una clara inclinación a la tecnología de espejos parabólicos, seguido por la torre central, principalmente porque estas dos tecnologías, como vimos en los capítulos anteriores, son las más avanzadas y en balance de rendimiento y costos son las alternativas más llamativas. Las centrales de Fresnel y disco parabólico aun no alcanzan una madurez necesaria para imponerse a nivel mundial.

A continuación, se presentarán los estados de estas tecnologías en términos regulatorios y operacionales en España, Estados Unidos y Sudáfrica.

2.3.1. España

España es uno de los países que ha apostado por la energía renovable, en especial la solar, adoptando distintas regulaciones e incentivos que han posicionado a España en los primeros lugares en el desarrollo de energía solar térmica, con un total de 2.304[MW] de centrales en operación [8].

Puede ser el caso más importante en términos de políticas energéticas, debido al éxito con el que pudo incentivar esta tecnología convirtiendo a España en un referente de la concentración solar,

pero debido al éxito de estos incentivos y al poco control o limitación de los proyectos que ingresaban, fue necesario realizar cambios para manejar los elevados costos en que incurría la economía española[18]. Por esto es necesario analizar el caso de España debido a que, si bien se logró el objetivo de desarrollar esta tecnología, no se logró realizar de una manera que evolucionara con el desarrollo de la tecnología y factores económicos.

El primer programa para fomentar las centrales CSP a nivel mundial ocurrió en España, el cual por medio de un decreto real el año 2004 (RD661/2004), permitió a las centrales con generación renovable vender su producción en el mercado eléctrico. Además, propuso un método de “Feed in Tarif” y “Feed in Premium”, los cuales entregaban un subsidio a estas tecnologías por medio de la energía que comercializaban. El método de Feed in Tarif consistía en una tarifa fija la cual era calculada anualmente como el 300% del precio de referencia. Por otra parte, el método de Feed in Premium consistía en 250% del precio de referencia más el precio de mercado spot más una prima. En la Figura 22 se puede apreciar un ejemplo de este tipo de tarificación. Cabe destacar que este tipo de tarificación no estaba ligado al tamaño de la central, lo que causo la construcción de numerosas centrales pequeñas de poca eficiencia [19]. Por otra parte se permitía a las centrales disponer de un respaldo con combustible fósil el cual no podía exceder el 15% de su energía generada[19].

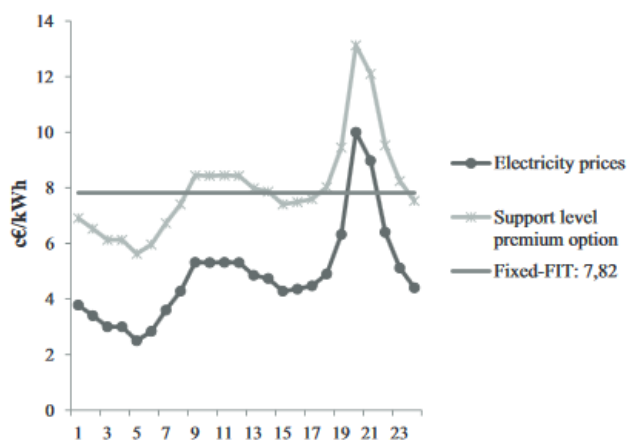


Figura 22 Ejemplo de Feed in Tarif y Feed in Premium; [20]

En el año 2007 por medio de otro decreto real, se reemplazó el valor de referencia “variable” por valores fijos para ambos tipos de medidas: 26.9 [€cents/kWh] para la normal y 25.4 [€cents/kWh] para la Premium. Por otra parte, se define que las empresas que podrían tomar este beneficio no pueden exceder los 50[MW], lo que provocó el desarrollo de un gran número de centrales modulares de esta capacidad, la cual no correspondía al tamaño óptimo de las centrales de este tipo. Se estima que estos proyectos alcanzaron tasas de retorno del orden del 12%, siendo que sin estos beneficios los valores hubiesen sido de -2%[19].

Luego el año 2009 se produjo un alto ingreso de proyectos que querían aplicar a estos beneficios, por lo que se exigió una pre-inscripción para limitar el número de proyectos. El año 2010 se les limita el número de horas en las cuales estas centrales pueden aplicar a la tarifa Premium, y en el 2012 se instaura un impuesto a las ganancias de las generadoras con energías renovables y se les quita la opción de centrales con apoyo de combustibles fósiles. Además, se terminan los beneficios

para proyectos que no hayan estado previamente inscritos. Para finalizar, el año 2013 se acotan las ganancias por medio de la definición de “Ingresos Razonables”, los cuales se calculan para cada central y consisten en una compensación en caso de que el precio del mercado no alcance a cubrir los costos. En la Figura 23 se puede apreciar el alto déficit que producían las tarifas en el sistema eléctrico español que era pagado por el gobierno [18].

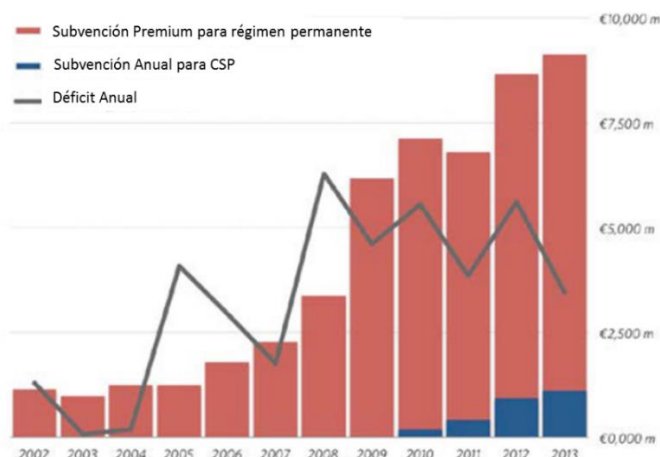


Figura 23 Déficit generado por subvenciones a tecnologías renovables; [19]

Finalmente se puede decir que las políticas energéticas implementadas en España lograron incentivar la construcción de generación por medio de concentración solar junto con todo el desarrollo que implica como especialización en la industria y la mano de obra. Un resumen con las políticas energéticas y la instalación de centrales CSP se puede ver en la Figura 24.

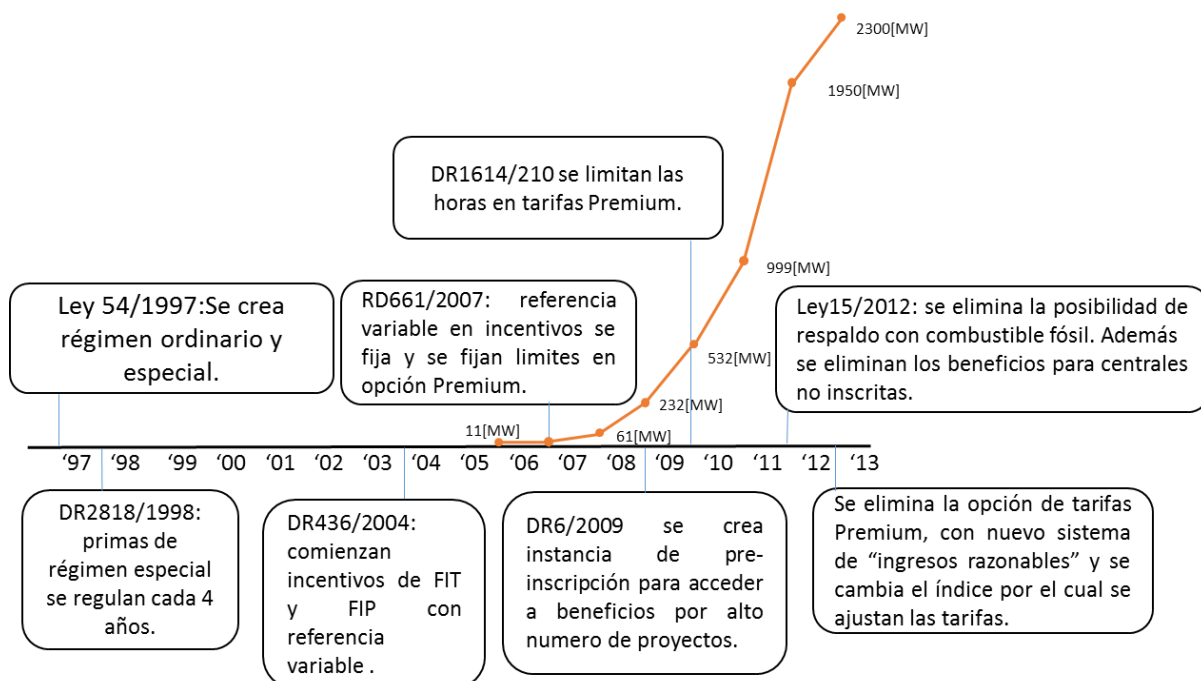


Figura 24 Resumen de marco regulatorio en España para centrales CSP y capacidad instalada; [19]

Con el decreto real previamente mencionado, se clasifican los tipos de generación, entre régimen ordinario y especial, haciendo énfasis en que el primero consiste en tecnologías de fuentes convencionales como los combustibles fósiles y el segundo en el cual se incluían las renovables, y se hace la diferencia entre gestionable y no gestionable. Según el decreto real del año 2007, las centrales gestionables son las que pueden seguir las instrucciones del operador del sistema sin que se produzca pérdida de la energía primaria y por lo tanto pueden variar su producción a requerimiento del sistema. Para estar en este grupo el operador realiza pruebas para ver si califica o no en este tipo de centrales [21].

En el caso de las plantas de concentración solar, se consideran como centrales no gestionables debido a la dependencia con la radiación solar. Es por esto que dependiendo si tiene incorporado almacenamiento o equipo de respaldo califica como gestionable o no.

Dependiendo del régimen en el cual se sitúen las centrales, tendrán prioridades distintas en el caso de ocurrir algún problema en el sistema que requiera alterar el despacho de una central. Las centrales de régimen ordinario están más expuestas a variaciones para resguardar la seguridad del sistema, mientras que las de régimen especial no gestionable serán las últimas en ser consideradas para alterar su despacho, dándole prioridades con respecto al sistema [21]. El orden en el cual las centrales serán consideradas para alterar su despacho es el siguiente:

1. Régimen Ordinario
2. Régimen Especial Gestionable no Renovable
3. Régimen Especial Gestionable Renovable
4. Régimen Especial no Gestionable no Renovable
5. Régimen Especial no Gestionable Renovable

2.3.2. Estados Unidos

Estados Unidos se encuentra junto a España como uno de los principales impulsores de este tipo de tecnología, en particular el estado de California que posee muy buenos índices de radiación, los cuales favorecieron la implementación de esta tecnología. Todo comenzó en los años 60 y 70, donde la crisis del petróleo produjo un alza en los precios de los combustibles generando la urgencia de buscar nuevas formas de generación. Las principales medidas que este país tomó para incentivar estas nuevas tecnologías, consistió en facilitar las inversiones y préstamos para los proyectos, en la disminución de impuestos y en incentivos para la creación o expansión de la manufactura de equipos relacionados en el país [22], [23].

Los mercados eléctricos en este país consisten en mercados de tipo day-ahead, en los cuales los generadores entregan ofertas con sus costos de operación al operador del sistema el cual es el encargado de realizar el despacho del sistema minimizando los costos.

El sistema eléctrico en este país está dividido por zonas o estados, en particular el estado que concentra la mayor cantidad de centrales CSP es el estado de California. El CAISO (California Independent System Operator) es el encargado de administrar el sistema eléctrico en California y parte de Nevada. La capacidad instalada de este tipo de tecnología llega a los 1.300[MW]. Caso

especial de las centrales CSP, la mayoría se encuentra sujeta a contratos (PPA), siendo previamente calificados para esto por los entes reguladores.

El año 2004 se creó el PIRP (“Programa de Recursos Intermitentes” de sus siglas en inglés), el cual consiste en un trato especial para este tipo de centrales, donde se les permite participar en el mercado realizando su propio despacho, con la condición de cumplir con un previo pronóstico de su recurso. Esto les permite disminuir el riesgo de no cumplir la energía ofrecida, ya que se hace un balance y se realizan pagos o cobros a un precio de referencia mensual, a diferencia de los que participan en el mercado que deben realizarlo cada 15 minutos disminuyendo las penalizaciones o cargos por desbalances. Para aplicar a este beneficio se debe contar con metodologías para realizar pronósticos y pagar una cuota al CAISO para el estudio del pronóstico centralizado [24][25].

Una característica interesante del mercado de California es la importancia que se le da a los servicios complementarios, dando la oportunidad de participar en este mercado a los generadores calificados para servir en caso de necesidad para distintos propósitos (rampa de subida/bajada y reserva de giro) realizando bonos por performance, etc. CAISO ha realizado estudios para la factibilidad de utilizar centrales CSP para estos servicios como cubrimiento de demanda de punta y servicios de rampa, observando además una mejor utilización del almacenamiento para escenarios de alta penetración fotovoltaica [26].

2.3.3. Sudáfrica

Este país, al igual que varios en el continente de África, busca disminuir sus emisiones debido a su generación en la cual predomina el carbón con la integración de energías renovables, haciendo especial énfasis en las de concentración solar para transformarla en una parte importante de su matriz energética. ESKOM es el encargado de operar el mercado, es el único comprador y generador mayoritario del país, permite que otras empresas participen con un límite del 30% de la energía total

Actualmente ESKOM busca implementar un sistema centralizado de predicción ya que anteriormente se solicitaba a las centrales mayores a 1MW un pronóstico de generación, el cual no coincidía con el plan de generación real debido a que no existían penalizaciones producto del mal pronóstico[27].

2.4. Potencial CSP en Chile

2.4.1. Factores favorables

Chile tiene un gran potencial para esta tecnología, principalmente por que cumple con características favorables para la instalación de centrales solares. Chile posee, en la zona norte del país, los mejores índices de radiación solar directa a nivel mundial alcanzando los 3.850 kWh/m², una gran disponibilidad de terrenos desérticos con una baja inclinación y cielos despejados que han permitido la instalación de numerosos observatorios astronómicos a nivel mundial. Además, está la alta actividad minera la cual corresponde al principal consumo en esta zona del país. Por último, uno de los productos de la minería no metálica consiste en las sales utilizadas para el almacenamiento con sales fundidas, lo que puede representar beneficios mutuos, tanto para

generadores como estos consumidores. En las Figuras 25 y 26 se puede ver el potencial de radiación a nivel mundial y la radiación en la región de Antofagasta en particular.

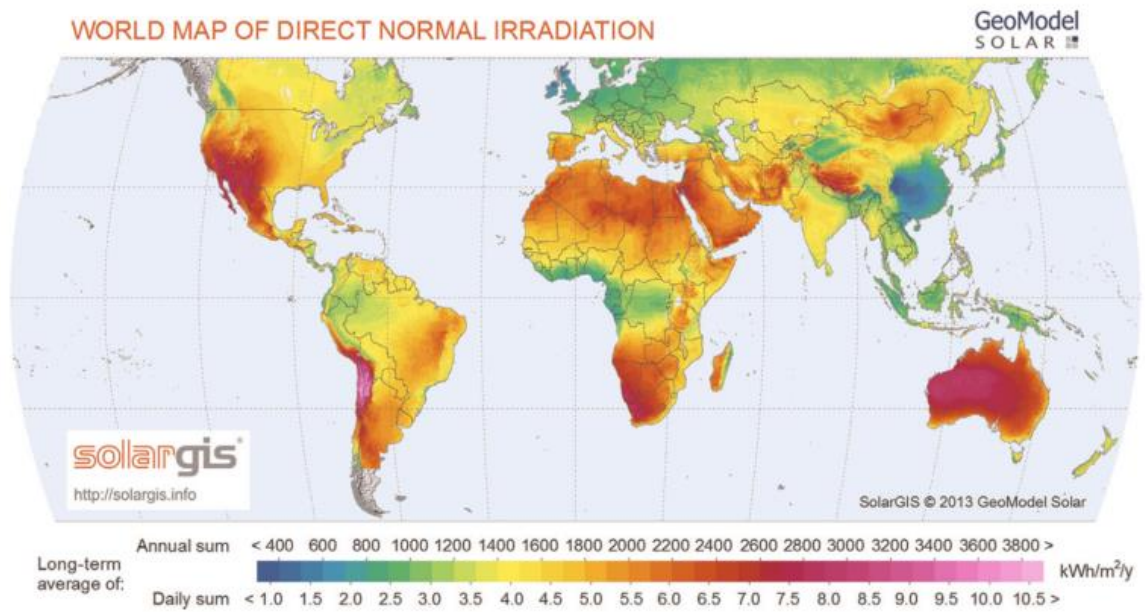


Figura 25 Mapa de radiación solar directa en el mundo; [28]

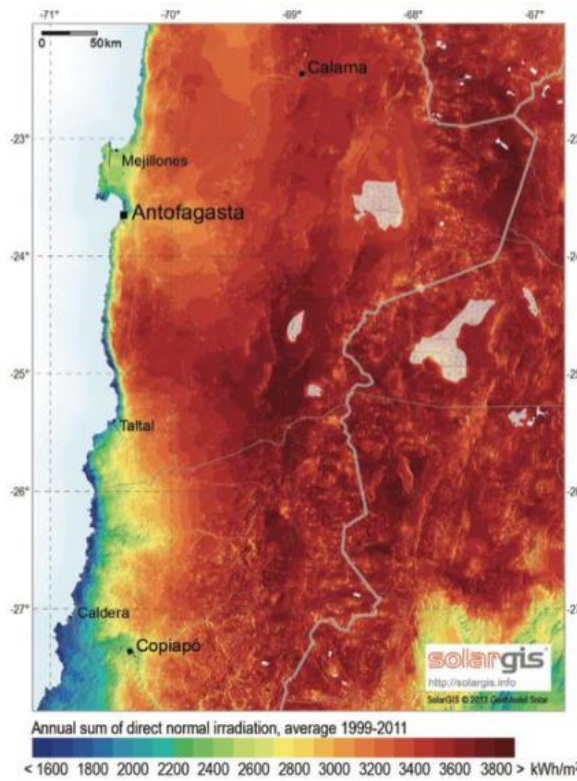


Figura 26 Mapa de radiación solar directa en Antofagasta; [29]

Otra característica del norte de Chile está en la alta generación con combustibles fósiles, los que producen altas emisiones y dependencia de los precios de los combustibles. Por otra parte, las mineras buscan cumplir con cuotas de energías renovables, que, si bien ya no es difícil de cumplir, existe el problema de la intermitencia en la generación de estas tecnologías que no satisface el consumo de las mineras que corresponde a una demanda plana, por su producción en todas las horas del día como se puede ver en la Figura 27

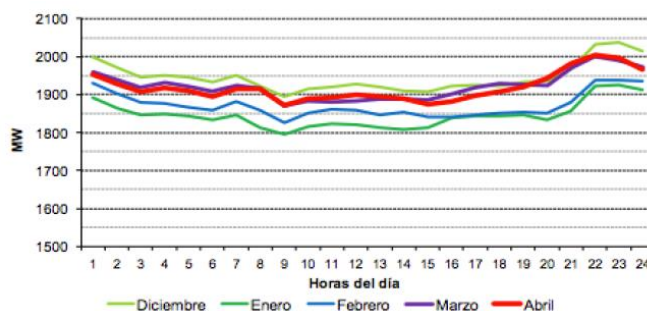


Figura 27 Perfil de demanda del SING año de referencia 2012; [29]

Aquí es donde la tecnología de concentración solar con almacenamiento obtiene una ventaja por sobre las tecnologías solares fotovoltaicas o eólicas, con la incorporación de almacenamiento de largas horas se puede producir una generación base, satisfaciendo los problemas mencionados anteriormente[29].

Se han realizado estudios para estimar la capacidad disponible en el norte de Chile, utilizando una planta piloto de espejos parabólicos con un factor de planta de 50% y 200 hectáreas continuas como mínimo de terreno. Los resultados de este estudio se pueden apreciar en la Tabla 3.

Tabla 3 Potencial CSP disponible estimado con planta piloto (fp 0.5 y 200 ha continuas como mínimo) [32]

Región	Superficie [ha]	Capacidad [MW]
Arica y Parinacota	25.242	6.311
Tarapacá	544.339	136.085
Antofagasta	1.579.472	394.868
Atacama	62.427	15.607

2.4.2. Factores desfavorables

El principal factor que no favorece el desarrollo de este tipo de proyectos corresponde principalmente a fuentes de agua, la cual es utilizada para el mantenimiento de los espejos, refrigeración y bloque de potencia dependiendo del tamaño de la chimenea. Debido a que el desierto en Atacama es el más árido del mundo, el suministro de agua puede aumentar de manera considerable los costos en la implementación de estas centrales. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, posibles cooperaciones con las mineras podrían reducir este factor debido a que estas últimas también necesitan de grandes cantidades de agua para sus procesos, lo que han resuelto por medio de plantas desalinizadoras.

2.4.3. Proyectos en Chile

Actualmente existen proyectos de concentración solar pero su uso es para el calentamiento de fluidos utilizados en procesos mineros, como es el caso de la minera Gaby con un sistema de espejos parabólicos de 32MWt y otro para la minera El Tesoro de 11MWt. Recientemente distintas empresas especializadas en esta tecnología apostaron por Chile para implementar las primeras centrales CSP en Latinoamérica. En la Tabla 4 se pueden ver algunas características de estos proyectos.

Tabla 4 Proyectos CSP en Chile; [33] [34]

Proyecto	Lugar	Capacidad [MW]	Tecnología	Tipo de almacenamiento	Dimensión de almacenamiento
Cerro Dominador	Antofagasta; María Helena	100+100PV	Torre Solar	Sales Fundidas	17.5[horas]
Pedro de Valdivia	Antofagasta; María Helena	360	Espejos Parabólicos	Sales Fundidas, dos tanques directos	10.5[horas]
Copiapó	Atacama; Copiapó	260	Torre Solar más paneles fotovoltaicos	Sales Fundidas dos tanques directos	14 [horas]
María Helena	Antofagasta; María Helena	110	Torre Solar	Sales Fundidas	17.5 [horas]

2.4.4. Mercado Eléctrico Chileno

A continuación, se explicará el contexto en el cual operan las centrales en el sistema eléctrico chileno. El mercado eléctrico chileno está separado en las actividades de generación, transmisión y distribución, las cuales tienen cada una un trato regulado diferente. A continuación, se describirá brevemente el funcionamiento de la generación.

La generación tiene un sistema competitivo basado en la tarificación a costo marginal donde los consumidores pagan un precio por energía y uno por potencia. La teoría marginalista asegura que los montos pagados por la venta a costo marginal de la energía y por la venta de potencia igualan los costos de inversión y operación de los productores en su conjunto, si el parque está óptimamente adaptado.

El modelo de mercado de generación se basa en una estructura tipo pool con participación obligatoria y existencia de contratos bilaterales financieros. De esta forma, el Coordinador del Sistema (CEN) despacha las unidades generadoras por orden de mérito en función del costo variable de operación; este despacho centralizado se basa en los costos de generación entregados por los generadores y, en caso de que se requiera, pueden ser auditados [30].

Los pagos efectuados a las empresas generadoras corresponden a tres servicios: venta de energía (ya sea vía contrato o venta a mercado spot), pago por capacidad (según aporte de generación en demanda en punta) y pago por servicios complementarios prestados (control primario y secundario de frecuencia, control de tensión y operación para apoyar planes de recuperación) [31].

3. Metodología

En el presente capítulo se muestra la metodología utilizada para el desarrollo del trabajo. En la Figura 28 se ilustra las principales etapas llevadas a cabo.

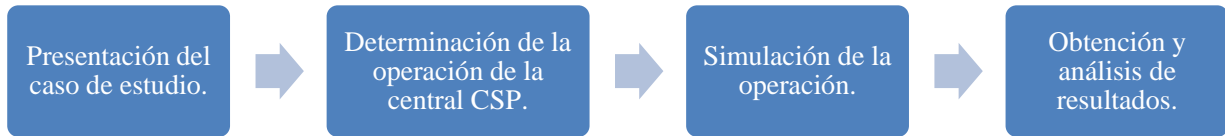


Figura 28 Resumen de etapas de metodología utilizada

Cada una de las etapas, consiste en:

3.1. Presentación del caso de estudio

El sistema en el cual se estudiará el impacto de la inclusión de una central de concentración solar corresponde a una reducción del Sistema Interconectado Nacional de 33 barras para el año 2020. En él se representan los principales nodos del sistema de transmisión troncal, con las respectivas limitaciones de transmisión presentes en el Estudio de Trasmisión Troncal del año 2016. Las fuentes generadoras consideradas corresponden a una proyección realizada por la CNE y la demanda utilizada es la medida por los respectivos CDEC el año 2015 y proyectada al 2020 según datos de la CNE.

3.2. Determinación de la operación de la central CSP

Se definió estudiar tres modos de despacho, en el que cada despacho, salvo el de Minimización de Costos, se realiza independiente del resto del sistema, los cuales se resumen de la siguiente manera:

Minimización de costos: se ingresa la central al sistema, optimizador del programa simula al despachador, manejando la central de tal forma que ayuda a minimizar los costos del sistema.

Generación constante: se maximiza la generación dadas las condiciones de radiación existentes en el día para obtener un plan de generación constante, lo que se resume en la Figura 29.



Figura 29 Metodología para definir despacho constante de central CSP

Maximización de utilidades: para realizar este modo de despacho se realizan simulaciones variando la demanda para simular variaciones en la generación de nuestra central para obtener la respuesta del mercado y así determinar curvas de precio en función de la energía generada.

Posteriormente se maximiza la utilidad definiendo un plan de generación que es ingresado a la minimización de costos. La Figura 30 resume lo mencionado anteriormente.

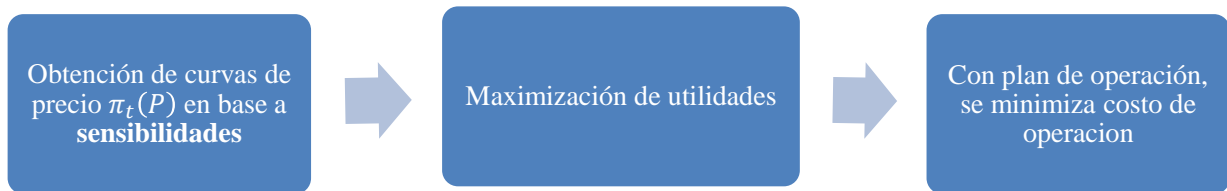


Figura 30 metodología por la maximización de utilidades

3.3. Simulación de la operación.

Obtenido el método de despacho a estudiar, se simulará el efecto que tendrá esa operación en el sistema eléctrico.

Dependiendo del método de despacho a analizar, se procederá de la siguiente forma:

1. Generación constante: Como el plan de generación es conocido dado los perfiles de radiación, se incorpora una central ficticia al sistema eléctrico a estudiar forzándola a generar con la potencia deseada.
2. Operación a mínimo costo del sistema: Al sistema existente, se agrega una central CSP y la operación de esta central será de forma tal que minimiza los costos del sistema.
3. Maximización de utilidades: De forma similar al caso de generación base, se incorpora una generadora y una carga que simularán la operación de la central CSP de forma tal de maximizar su utilidad. Dicha operación, se obtendrá previamente a partir de variadas simulaciones tomando como punto de partida el programa de operación resultante de la minimización de costo del sistema.

3.4. Obtención y análisis de resultados.

Una vez realizadas las simulaciones, se extraen los resultados tales como: generación horaria de las distintas centrales, costos marginales horarios por barra, entre otros datos de interés. Con lo anterior, se busca encontrar el margen operacional de las distintas tecnologías de generación del sistema y comprender el efecto que tendrá la incorporación de la central CSP según los distintos métodos de operación.

4. Modelación del sistema

Para evaluar el impacto de una central CSP bajo distintos modos de operación, se consideró un modelo para determinar los perfiles de costos marginales del Sistema Eléctrico Chileno bajo 3 escenarios hidrológicos. Este modelo consta de 215 centrales, 33 barras y 42 líneas, el cual representa una versión reducida del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Los detalles de este modelo, tales como los costos de operación, potencia instalada y demanda del sistema utilizados, corresponden a proyecciones obtenidas de la CNE y CDEC para el año 2020, año en el cual se considera este estudio. Todos estos parámetros serán detallados en este capítulo junto con los modelos de despacho utilizados para el trabajo.

4.1. Características generales

4.1.1. Capacidad Instalada año 2020

Como se mencionó anteriormente la capacidad instalada corresponde a datos de centrales existentes y proyectadas por la CNE en el informe de Precio Nudo Definitivo de abril de 2016, la cual tiene un valor total de 28.926[MW]. En la Tabla 5 se detalla la capacidad instalada por tecnología utilizada en el modelo y en la Figura 31 su participación en la matriz energética.

Tabla 5 Capacidad instalada del sistema modelado por tecnología

Capacidad Instalada [MW]	
PV	2994
Eólico	1336
Hidroeléctrica	7441
Carbón	4848
Diésel	7096
GNL	4697
Biomasa	463
Geotermia	48

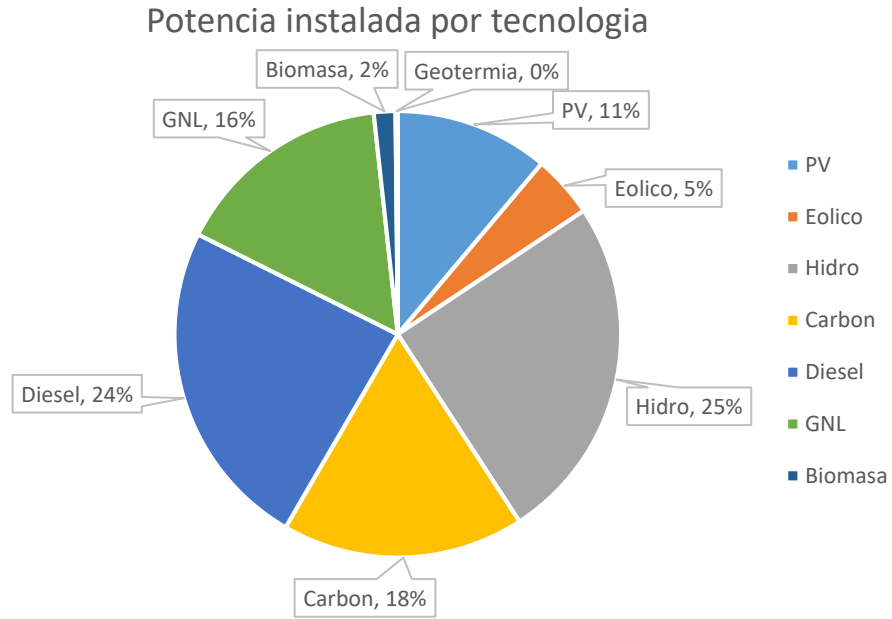


Figura 31 Capacidad instalada del sistema modelado por tecnología

Las características de los generadores utilizados se pueden apreciar en detalle en los Anexos 9.1 al 9.6.

4.1.2. Red de Transmisión

La red de transmisión consiste en un sistema reducido del sistema interconectado nacional, considerando las modificaciones realizadas en el estudio de transmisión troncal del año 2016[32], y consta de 33 barras y 42 líneas. Los detalles de las capacidades de las líneas se pueden apreciar en el Anexo 9.7.

4.1.3. Demanda

El modelo cuenta con 53 cargas, separadas entre carga residencial e industrial, donde los datos utilizados corresponden a mediciones realizadas por el CDEC el año 2015, en la Tabla 6 se muestran algunos valores de interés de la demanda utilizada y en la Figura 32 se muestra la curva de duración de la demanda correspondiente. Además, mediante proyecciones de la CNE estos datos se llevaron al año 2020, año en el cual se consideró como año de estudio. Las proyecciones de estas demandas se pueden apreciar en el Anexo 9.8.

Tabla 6 Datos de demanda utilizados

Demanda Anual [GWh]	83021
Demanda máxima horaria [MWh]	11042
Demanda mínima horaria [MWh]	7248

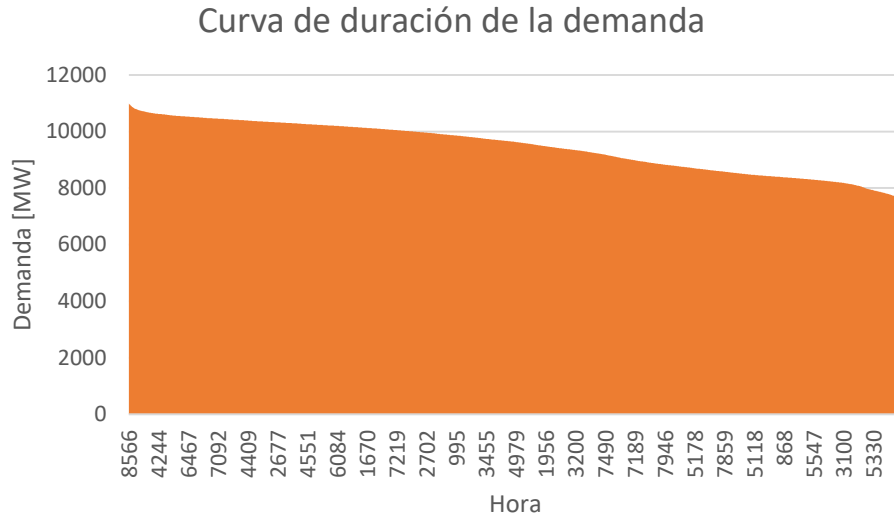


Figura 32 Curva de duracion de demanda

4.1.4. Perfiles

Los perfiles eólicos y solares utilizados en el estudio corresponden a los otorgados por el explorador del Ministerio de Energía, creado por la Universidad de Chile³, los cuales se separan en las distintas áreas del Sistema Interconectado.

4.1.5. Emisiones

Para las emisiones de cada central se consideraron 4 tipos de gases, CO₂, NO_x, MP y SO₂. A cada central se le aplicó el factor correspondiente a su combustible utilizado para el cálculo de emisiones. Las demás tecnologías como hidráulicas, PV, Eólicas y Biomasa se consideraron no emisoras de estos gases. El promedio de emisiones por tecnología se puede apreciar en la Tabla 7

Tabla 7 Promedio de emisiones por tecnología

	CO ₂ [ton/MWh]	MP [ton/MWh]	NO _x [ton/MWh]	SO ₂ [ton/MWh]
Carbón	1046.4685	0.1667	1.65	1.3179
Gas	566.6318	0.059	0.8454	0.4586
Diésel	947.28	0.17	1.746	1.359

4.1.6. Hidrologías

Debido a que el sistema eléctrico chileno es hidro-térmico, las variaciones de precio se encuentran ligadas fuertemente con la hidrología presente en el año. Es por esto que se eligieron 3 hidrologías para representar 3 posibles escenarios: un año húmedo, un año medio y un año seco. Los años para cada tipo de escenario (Hidrología Húmeda, Hidrología Media e Hidrología Seca), se escogieron

³ <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>

en base a la caracterización realizada por el CDEC en función de los excedentes de afluentes de cada año. Los años hidrológicos seleccionados fueron los años 2005, 1974 y 1996 respectivamente, tal cómo se puede ver en la Figura 33:

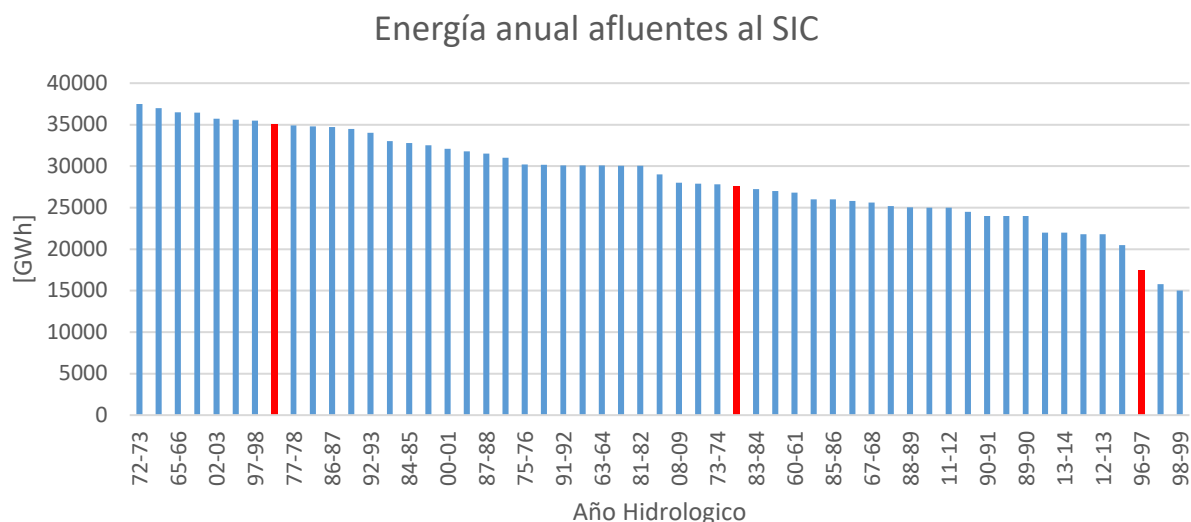


Figura 33 Energía anual afluentes al SIC, elaboración propia

Adicionalmente para cada hidrología se consideran los volúmenes iniciales y finales de los embalses, donde ambos corresponden a los promedios históricos que se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8 Volumen inicial y final de embalses utilizados para las simulaciones

Embalse	Volumen [$\cdot 10^6 m^3$]
<i>Angostura</i>	109,19
<i>Canutillar</i>	547,87
<i>Colbún</i>	1309,11
<i>Laguna del Laja</i>	1964,32
<i>Laguna del Maule</i>	729,28
<i>Laguna Invernada</i>	134,66
<i>Melado</i>	124,44
<i>Pangue</i>	51,38
<i>Pilmaiquén</i>	140,70
<i>Ralco</i>	889,79
<i>Rapel</i>	491,30

4.1.7. Central de estudio

Los parámetros seleccionados para la central de estudio fueron elegidos considerando los requerimientos del estudio y datos obtenidos de NREL [33], y se resumen en la Tabla 9 siguiente:

Tabla 9 Parámetros elegidos para central CSP

Potencia Máxima [MW]	300
Potencia Mínima [MW]	30
Eficiencia Almacenamiento [%]	0.93
Múltiplo solar	2
Almacenamiento [Horas]	12
Gradiente Subida [MW/minuto]	30
Gradiente Bajada [MW/minuto]	30
Tiempo Mínimo Apagado [Horas]	1
Tiempo Mínimo Funcionamiento [Horas]	1
Costo de partida [USd/start]	3000
Perfil de Radiación	SING Centro

La barra a la cual se conectó esta central corresponde a la barra Crucero-Encuentro de nuestro modelo, siendo elegida esta barra principalmente por la cantidad de proyectos y radiación presente en la zona.

En esta parte se detallarán las ecuaciones que modelan el funcionamiento de la planta de CSP, junto con los parámetros anteriormente seleccionados. Estos se pueden separar en 3 bloques distintos: Campo solar, Almacenamiento y Bloque de potencia.

Campo solar: estas restricciones tienen que ver con la energía recibida de la radiación.

$$P_{campo\ solar}(h) = MS * P_{max} * Radiación(h) \quad (4.0)$$

$$P_{campo\ solar}(h) = P_{Generacion}(h) + P_{Carga}(h) \quad (4.1)$$

Donde

MS	: Múltiplo Solar
P_{max}	: Potencia máxima del bloque de potencia [MW]
Radiación (h)	: Radiación directa presente en la hora h [°/1]
$P_{campo\ solar}(h)$: Potencia máxima disponible desde el campo en la hora h
$P_{Generacion}(h)$: Energía utilizada para la generación en la hora h
$P_{Carga}(h)$: Energía utilizada para la carga en la hora h

TES: estas restricciones consideran las capacidades y características del almacenamiento térmico de la central, tomando en cuenta los balances energéticos y eficiencias, las restricciones son las siguientes:

$$E_{max} = P_{max} * h_{almacenamiento} \quad (4.3)$$

$$TES(h) = TES(h - 1) * \eta + P_{carga}(h) - P_{descarga}(h) \quad (4.4)$$

Donde

E_{max}	: Energía máxima capaz de almacenar [MWh]
-----------	---

$h_{almacenamiento}$: Horas de almacenamiento a potencia máxima
 η : Eficiencia natural del almacenamiento
 $P_{descarga}(h)$: Energía descargada del TES en la hora h
 $TES(h)$: Energía almacenada en hora h

Bloque de potencia: estas restricciones toman en cuenta los flujos de energía provenientes tanto del campo solar como del sistema de almacenamiento para la generación final de energía, esta es la siguiente

$$P(h) = P_{Generacion}(h) + P_{descarga}(h) \quad (4.5)$$

Donde

$P(h)$: Energía producida en la hora h

4.2. Modos de despacho

Luego del dimensionamiento de la central, se realizan las simulaciones de la operación eléctrica para los distintos modos de despacho. En esta sección se explican los modos de despacho y la forma en la cual se realizaron, además del programa utilizado para correr las simulaciones (Programa AMEBA).

4.2.1. AMEBA

AMEBA es una plataforma web que permite simular el comportamiento del mercado eléctrico haciendo simulaciones a gran escala, análisis detallados de aspectos técnicos de los sistemas eléctricos y proyectar con gran resolución el comportamiento de los precios futuros, los cuales permiten obtener resultados con alta similitud a la operación real de los sistemas.

4.2.2. Minimización de Costos

La función objetivo que resuelve el programa consiste en la minimización de los costos operacionales, costos de partida, costos de parada y costos futuros, tomando en cuenta restricciones técnicas como:

Mínimos técnicos

- Tiempos mínimos de operación/fuera de servicio
- Rampas máximas de toma/bajada de carga
- Costos de partida-parada
- Función de costo futuro para embalses
- Red de transmisión – flujo dc con perdidas
- Reservas en giro/pronta
- Modelo modos de operación ciclos combinados
- Uso máximo de combustible

Red hidráulica

- Filtraciones-rebalses de embalse
- Retardos
- Caudal ecológico
- Restituciones de riego
- Golpes de agua
- Topologías complejas (canales, extracciones, etc.)
- Unidades generadoras independientes de las centrales

$$\min \left(\sum_{t=1}^{8764} \left(\sum_{g=1}^G (C_{t,g}^{op} + C_{t,g}^{partida} + C_{t,g}^{parada}) + C_t^{ENS} \right) \right) \quad (4.6)$$

Donde:

$C_{t,g}^{op}$: Costo de operación de la central g en el tiempo t ,
$C_{t,g}^{partida}$: Costo de partida de la central g en el tiempo t ,
$C_{t,g}^{parada}$: Costo de parada de la central g en el tiempo t ,
C_t^{ENS}	: Costo de la energía no suministrada.

4.2.3. Generación Constante

Para este modo de despacho, consideramos a la central CSP de forma especial, en comparación al resto del sistema, ya que su utilización no se rige por la minimización de costos, sino más bien a la generación constante. En este tipo de despacho se utiliza la central CSP para generar de forma constante en todo el día. Para esto se realiza una maximización de la generación considerando los aspectos técnicos de la central, como mínimos técnicos y eficiencia de almacenamiento, junto con la radiación horaria recibida en la zona, lo que matemáticamente se puede escribir de la siguiente manera:

$$\max \sum_{i=1}^{DA} P(i) \quad (4.7)$$

s.a.

$$P(i) \geq P_{min} \quad (4.8)$$

$$TES(h, i) = TES(h - 1, i) * \eta + P_{carga}(h, i) - P(i) \quad (4.9)$$

$$TES(h, i) \geq 0 \quad (4.10)$$

$$TES(h, i) \leq E_{max} \quad (4.11)$$

$$TES(1, i) \geq E_{min} \quad (4.12)$$

$$TES(1, i) = TES(24, i - 1) * \eta + P_{carga}(24, i) - P(i) \quad (4.13)$$

$$h \in (1, 24) \quad (4.14)$$

$$i \in (1, 366) \quad (4.15)$$

Donde

$P(i)$: Generación del día i
P_{min}	: Potencia mínima de la central
$TES(h, i)$: Energía almacenada en hora h del día i
η	: Eficiencia del almacenamiento
$P_{carga}(h, i)$: Carga de la hora h por radiación del día i
E_{max}	: Capacidad máxima de almacenamiento
E_{min}	: Energía mínima para generar a mínimo técnico
DA	: Días de año (bisiestro)

Resolviendo este problema obtenemos un plan de generación el cual se ingresa al problema de minimización de costos como una central que debe ser despachada.

4.2.4. Maximización de Utilidades

Este último modo consiste en maximizar las utilidades de la central CSP. Para esto se realizaron distintos pasos para lograr la simulación de un modo de despacho en el cual se maximiza la utilidad de un generador mientras se minimizan los costos del resto del sistema, estos pasos se pueden apreciar en la Figura 34:

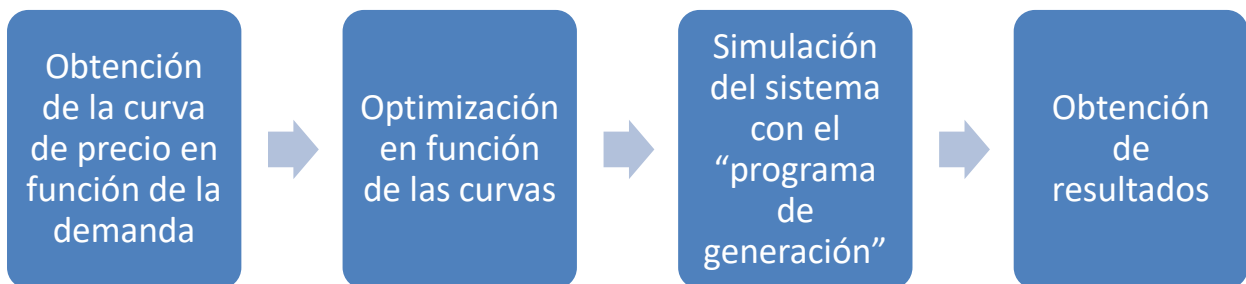


Figura 34 resumen de metodología para despacho de maximización de utilidades

Como se mencionó, la maximización se llevó a cabo en varios pasos los cuales serán desarrollados con mayor detalle a continuación:

Obtención de curvas

Como se explicó en el capítulo anterior, se busca emular el modelo de liderazgo de Stackelbergse, en el cual existe un líder y un seguidor. El seguidor observa las acciones del líder y en base a esto realiza sus acciones. En nuestro caso el operador encargado de realizar la minimización de costos será el líder y la central que busca maximizar sus utilidades será el seguidor. Para este trabajo se busca una aproximación a este modelo.

Para que el seguidor pueda ver los “movimientos” del líder, fijamos la generación de la central obtenida en minimización de costos y se realizan variaciones en la demanda para simular variaciones en la generación de nuestra central, procurando mantener la energía en todo momento y no afectar la resolución de volúmenes de embalse. Los resultados obtenidos resultan en una serie de costos marginales que están relacionados a la variación de la demanda, con los cuales se pueden obtener curvas de precio en función de cambios en la generación de nuestra central, lo que se aprecia en la Figura 35.

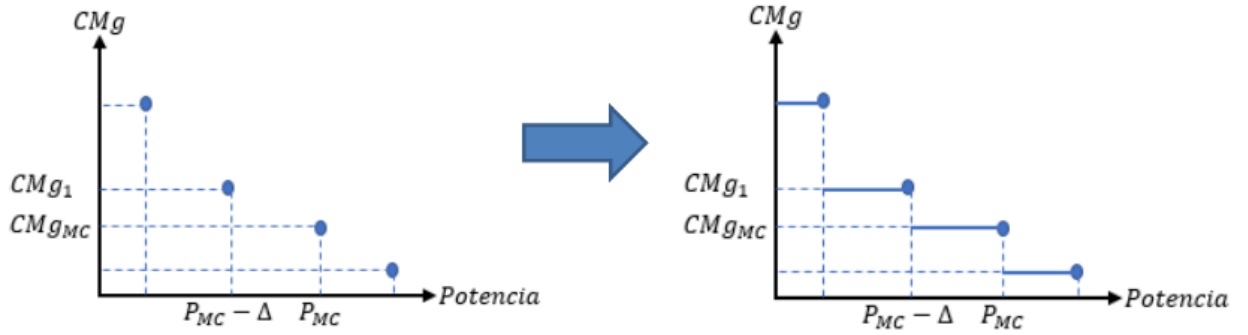


Figura 35 Metodología para determinar curvas de precios horarias

Optimización en función de las curvas

Como se mencionó anteriormente las curvas obtenidas se encuentran como puntos discretos, los cuales son aproximados como escalones para no perder información mediante aproximaciones lineales. La optimización se lleva a cabo maximizando la utilidad anual del generador, considerando las curvas horarias y las características técnicas de la central, sin olvidar que esta central tiene características de almacenamiento. Así, si el optimizador decide aumentar la generación en una hora, éste debe haber disminuido la generación en una hora anterior para obtener energía almacenada disponible para la generación, considerando las eficiencias térmicas para así mantener el balance energético en todo momento. Es por esta razón que el plan de generación obtenido puede resultar en una mayor generación anual que el caso de minimización de costos, lo que se puede explicar si la central en su auto despacho considera aumentar la generación en momentos en los cuales el despachador dice que es preferible almacenar, ya que el generador puede disponer de la energía almacenada más las pérdidas asociadas por almacenar el tiempo correspondiente. El problema se plantea en la siguiente ecuación

$$\max \sum_{i=1}^N (\pi(P(j)) \cdot P(j)) \quad (4.16)$$

s.a.

$$TES^{\max ut}(j) = TES^{\max ut}(j-1) * \eta + (P_{\min.cost}(j) - P(j)) \quad (4.17)$$

$$P_{\min} \leq P(j) \leq P_{\max} \quad (4.18)$$

$$0 \leq TES^{\max ut}(j) + TES_{\min.cost}(j) \leq E_{\max} \quad (4.19)$$

Donde

$\pi(P(j))$: Curva de precio horaria en función de $P(j)$
$P(j)$: Generación en hora j
$P_{\min \text{ cost}}(j)$: Generación en hora j de caso min. Cost.
$TES^{\max ut}(j)$: Energía almacenada extra en hora j
η	: Eficiencia del almacenamiento
E_{\max}	: Capacidad máxima de almacenamiento
$TES_{\min. \text{ cost}}(j)$: Estado de almacenamiento de caso min. Cost.

Simulación del sistema con el “programa de generación”

Luego de obtener el plan de generación que maximiza las utilidades del generador, este se ingresa como una central que debe ser despachada con los valores previamente calculados. De esta forma se simula que el generador maximiza sus utilidades, minimizando el resto del sistema.

4.3. Índices de Lerner

Este índice sirve para cuantificar el poder de mercado de un participante. En el caso del sector eléctrico chileno, no tiene sentido cuantificar este índice debido a que el despachador es el encargado de manejar las centrales, por lo que estos no pueden realizar maniobras en la generación para realizar movimiento de los precios, sin embargo, debido a que se evalúa un escenario ficticio en el cual esta central si puede variar su generación con el fin de obtener mayores ganancias, se evalúa este coeficiente.

La forma en la cual se realiza el cálculo de este coeficiente está dada principalmente por el cambio en los costos marginales, contrastando los resultados obtenidos en la minimización de costos con la central y la maximización de utilidades. El valor está asociado a la siguiente ecuación:

$$IL = \frac{CM_{\max. \text{ de utilidades}} - CM_{\min. \text{ de costos}}}{CM_{\max. \text{ de utilidades}}} \quad (4.20)$$

En donde

$CM_{\max. \text{ utilidades}}$: Precio spot en la barra maximizando utilidades
$CM_{\min. \text{ costo}}$: Curva de precio en función de demanda de la hora h

De esta forma el coeficiente tomara valores entre 0 y 1, en donde 0 significa un bajo poder de mercado y 1 un alto poder de mercado.

5. Resultados y análisis

En este capítulo se presentan y analizan en detalle los resultados obtenidos. En la primera parte se muestran los efectos de la central CSP en el sistema, considerando solo la minimización de costos como la forma de despacho de esta central, comparándolo con el caso base el cual no incluye la central en estudio. Posteriormente se realiza el análisis de los demás modelos de despacho para comparar los efectos de estos en el sistema, buscando analizar la generación anual de la central CSP, el impacto en el parque generador, los costos del sistema, pago de la demanda y emisiones. Estos factores nos ayudaran a determinar cuál de los tipos de despacho sugeridos es mejor tanto para el sistema como para fomentar la inversión en esta tecnología.

5.1. Minimización de costos del sistema con CSP

En esta sección se muestran los resultados obtenidos de comparar el despacho de minimización de costos, considerando como caso base el sistema sin la planta CSP, contra los resultados integrando la central al parque generador, para ver así los principales impactos de esta tecnología en el sistema eléctrico chileno, segregando a los demás generadores por tecnología. Para mostrar los resultados se analiza la energía producida por tecnología, con el fin de observar el impacto tanto local como sistémico del ingreso de un generador de este tipo. Posteriormente se analiza el impacto en los costos totales de generación y pago total de la demanda.

5.1.1. Energía y utilidad anual de central CSP

En esta parte se muestran los resultados obtenidos de la generación de la central CSP con un despacho orientado a la minimización de costos del sistema, en el cual el optimizador, que funciona como despachador, controla la central con el fin de obtener la operación óptima y económica del sistema. En la Figura 36 vemos la generación anual producto de este tipo de despacho.

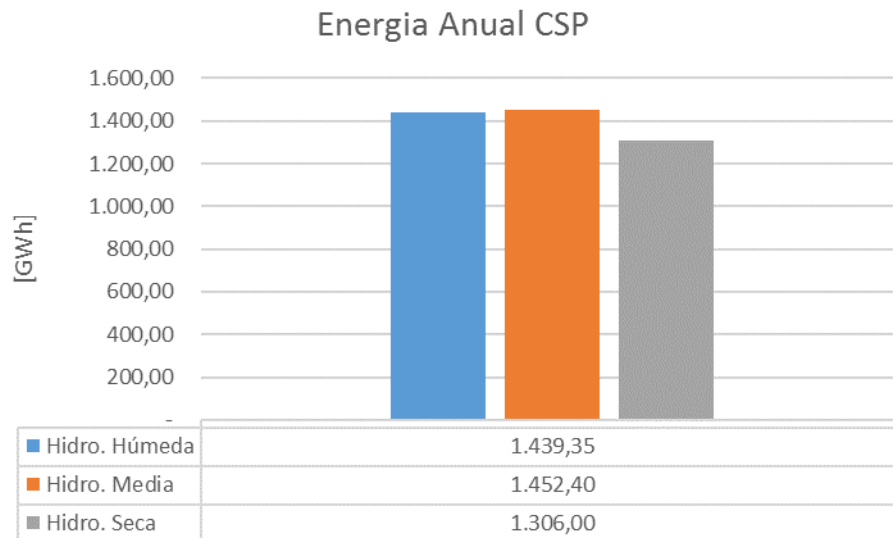


Figura 36 Energía anual de CSP despachado por medio de Minimización de Costos en las tres hidrologías evaluadas

En la figura anterior se puede observar que en el escenario de hidrología seca, la producción es menor que en los otros dos escenarios, principalmente por las pérdidas asociadas al almacenamiento. Como esta tecnología ofrece energía de bajo costo, el optimizador decide no generar en ciertas horas y guardar esa energía para las horas de punta en donde las tecnologías más caras suelen marginar en el sistema. Al no generar esa energía de inmediato sufre la pérdida de un 7% cada hora, por lo que la energía que pudo ser producida en el instante de las horas de sol se pierde con el paso del tiempo. Esto se puede apreciar en la Figura 37 en la cual se muestra un día de generación para cada hidrología, en donde se observan variaciones en la generación de la central CSP según la necesidad de almacenamiento. En particular vemos que para la hidrología seca decide almacenar desde muy temprano para poder generar a máxima capacidad en las horas punta, logrando beneficios para el sistema producto de la disminución de la generación de otra central más cara en esas horas. En las otras hidrologías también realiza esta práctica, pero en menor medida, realizándola principalmente en las horas anteriores a la punta, ya que al hacerlo en horas anteriores no genera un beneficio mayor al sistema por la baja variación de los precios en esos momentos.

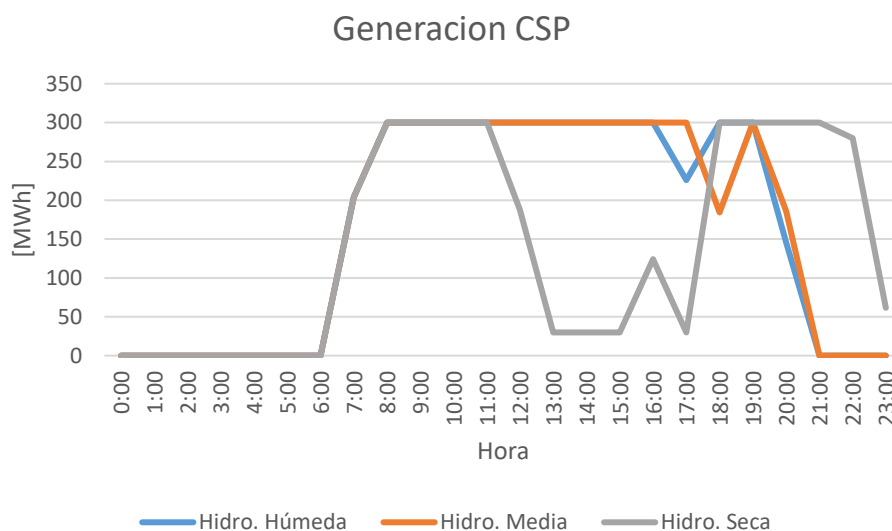


Figura 37 Ejemplo de generación diaria de central CSP en caso de Minimización de Costo para tres casos hidrológicos

En la Figura 38 se puede ver el margen operacional anual por su venta al mercado spot en el caso de minimización de costos para los tres tipos de hidrología consideradas. En particular se puede observar que la diferencia entre la hidrología húmeda y media no es importante, debido a que la variación de precios existente entre estas dos hidrologías no es tan alta, como ocurre en la hidrología seca, en donde al no haber una participación importante de generación hidráulica los precios se elevan considerablemente.



Figura 38 Utilidad anual de central CSP por ventas al mercado spot despachada a minimización de Costos para las tres hidrologías evaluadas

5.1.2. Impacto en el resto del parque generador

Como se mencionó anteriormente, es de importancia analizar el impacto que esta tecnología puede tener en el resto de los generadores, tanto a nivel local como sistémico. Un análisis con mayor detalle se lograría si se observan los resultados con resolución horaria, pero debido a la gran cantidad de datos, el análisis se limitará a observar las variaciones en su generación anual, comparando las diferencias del caso base con la inclusión de la central en estudio. Además, debido a la gran cantidad de generadores considerados para las simulaciones, este análisis se acotará a los generadores mayormente afectados.

Impacto en Centrales Fotovoltaicas

En la Figura 39 se puede observar la energía anual y el margen operacional de las centrales fotovoltaicas para los dos casos (caso base y caso con CSP) y las tres hidrologías. Solamente en la hidrología húmeda existe una pequeña variación de generación al existir mayor recurso hídrico, ya que la central fotovoltaica se ve obligada a verter energía. De igual forma, con la inclusión de la central CSP vemos un leve aumento en la generación fotovoltaica, debido a que esta central aumenta la flexibilidad a un sistema que tiene una fuerte generación de carbón. Por otro lado, los márgenes operacionales disminuyen en todas las hidrologías debido a las bajas en los costos marginales, ya que si bien estos son bajos debido a la alta radiación y bajos costos de operación de esta tecnología, la central CSP logra disminuir aún más los precios del sistema.

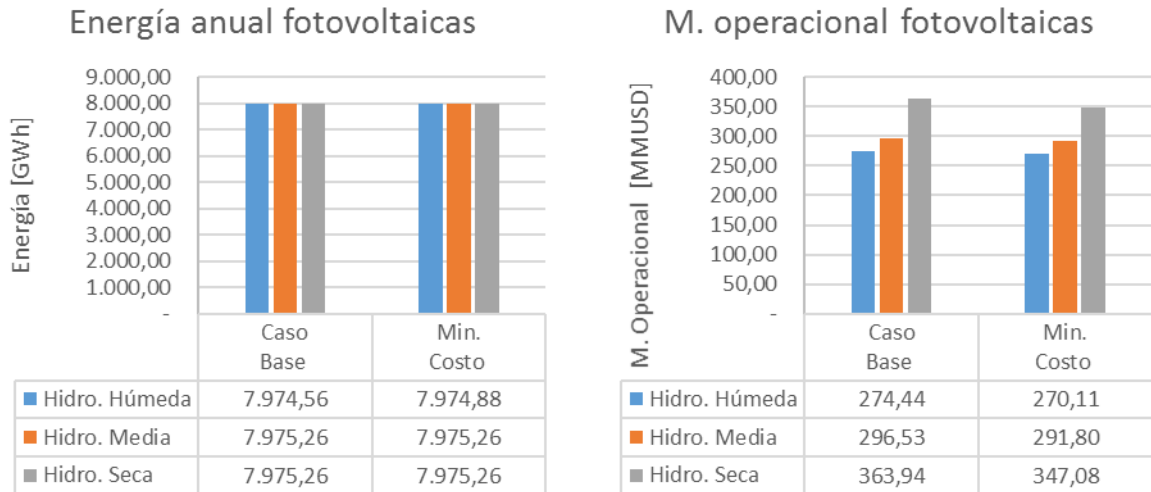


Figura 39 Comparación energía inyectada y margen operacional para centrales fotovoltaicas entre caso base y minimización de costos.

Impacto en Centrales Eólicas

En la Figura 40 se puede observar la energía y el margen operacional de las centrales eólicas, las cuales tienen un efecto similar a las fotovoltaicas, existiendo un aumento en la energía anual para la hidrología húmeda manteniendo la misma generación para la media y seca, recalcando que la flexibilidad de la central CSP logra integrar más energía renovable como las eólicas que no son tan predecibles como las fotovoltaicas. Con respecto al margen operacional, se puede ver una disminución en todas las hidrologías debido a la disminución de precios.

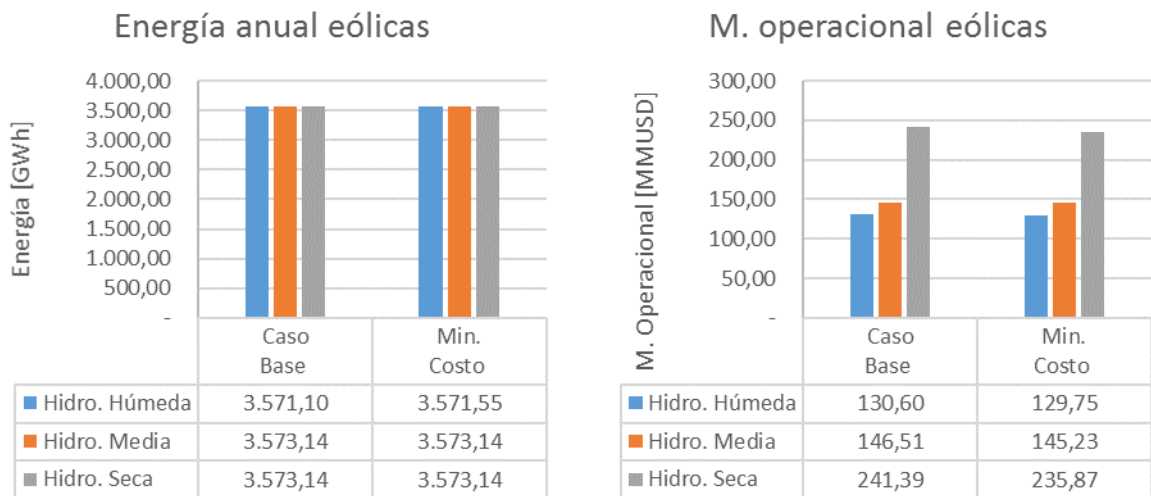


Figura 40 Comparación energía inyectada y margen operacional para centrales eólicas entre caso base y minimización de costos.

Impacto en las Centrales Hidráulicas

Para este tipo de tecnología se consideran centrales de embalse y pasada en su conjunto. En la Figura 41 se puede ver una disminución en la energía anual en las centrales hidráulicas para las tres hidrologías al incorporar la central CSP. Esta disminución es absorbida por las centrales de

embalse, ya que a diferencia de las centrales de pasada, los embalses si tienen la posibilidad de almacenar agua para momentos posteriores, dado que existe energía sin costo proveniente de la central CSP. Con respecto a los márgenes operacionales vemos que existe una disminución en todas las hidrologías, debido principalmente a que los costos marginales son menores con la central CSP, pero adicionalmente disminuyen por la menor energía aportada por las centrales hidráulicas. Cabe destacar que los ingresos en la hidrología media son menores que en la hidrología húmeda, dado que las diferencias en los costos marginales presentes en las dos hidrologías no compensan la diferencia en la generación.

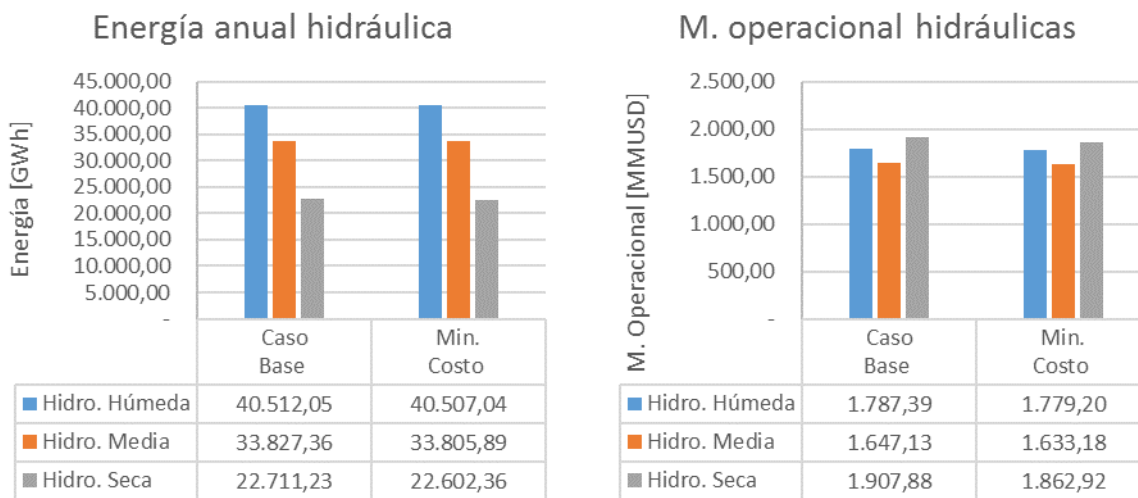


Figura 41 Comparación energía inyectada y margen operacional para centrales hidráulicas entre caso base y minimización de costos.

Impacto en las Centrales de Biomasa

En la Figura 42 vemos la inyección anual y los márgenes operacionales, los cuales siguen la tónica de las tecnologías anteriores, en todas las hidrologías se ve una disminución de la energía anual, esto principalmente al costo asociado de algunas de estas centrales esta por sobre el promedio del sistema, al incluir la central CSP se desplaza estas centrales en específico disminuyendo la generación total. Debido a estas centrales con costos relativamente altos, los márgenes operacionales son muy bajos para la hidrología Húmeda y Media en comparación a la hidrología Seca

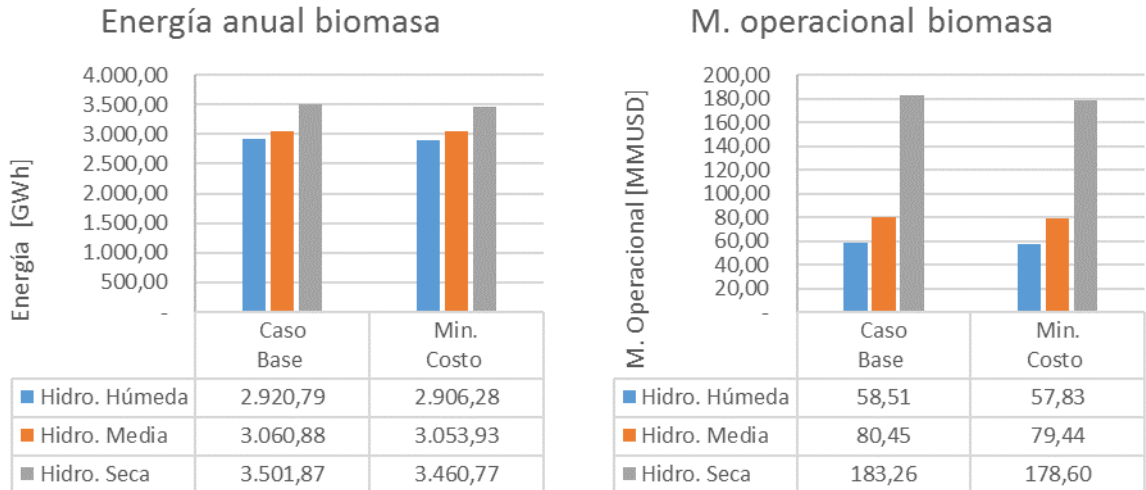


Figura 42 Comparación energía inyectada y margen operacional para centrales de biomasa entre caso base y minimización de costos.

Impacto en las Centrales a Carbón

El carbón corresponde al combustible con menor costo asociado a la generación, en comparación a los demás combustibles fósiles utilizados con la particularidad de tener tiempos de apagado y partida muy altos, lo que hace que su utilización sea principalmente para funcionar como generación base por su poca flexibilidad. En la Figura 43 se pueden observar las variaciones en la generación anual de esta tecnología, donde el mayor desplazamiento ocurre en la hidrología húmeda, seguida por las hidrologías media y seca. Esto se debe principalmente a que en la primera hidrología existe una alta participación de generación hidráulica, haciendo que la tecnología que margine en la mayoría de las horas sea el carbón. En la hidrología media, como disminuye la participación de las hidráulicas, la tecnología que margina corresponde al GNL y finalmente en la hidrología seca, el carbón sirve como generación base, por lo que el desplazamiento es más difícil producto de la generación GNL y diésel presente.

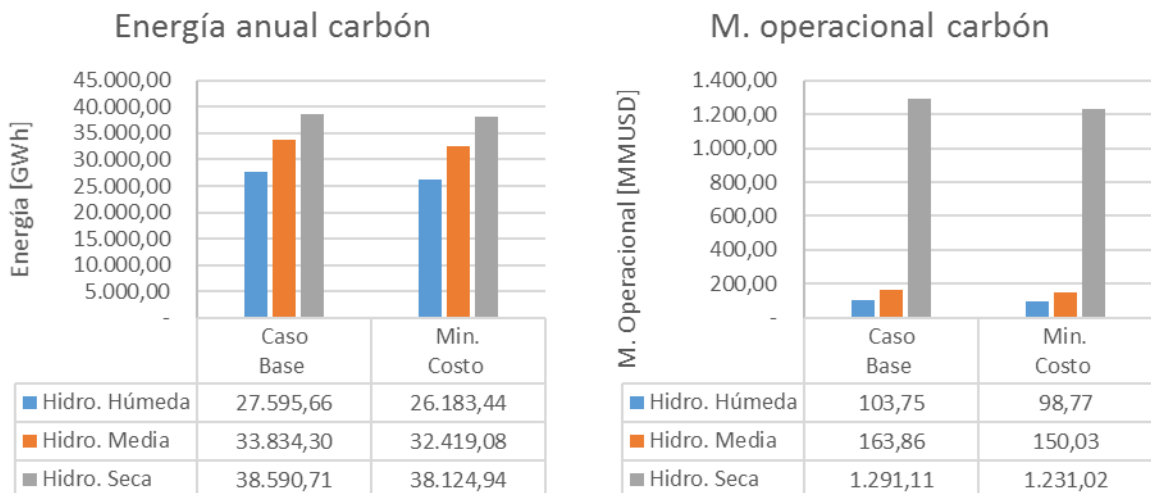


Figura 43 Comparación energía inyectada y margen operacional para centrales de carbón entre caso base y minimización de costos.

En la Tabla 10 se presentan las centrales que más se vieron afectadas entre las generadoras de carbón, haciendo énfasis en que la mayor variación se observa entre las hidrologías húmeda y media. Entre las más afectadas están U12 y U13 de la central Tocopilla, las cuales tienen los costos variables más altos entre las centrales mostradas en la lista. Las demás centrales como Bocamina, Angamos I y II, y Cochrane tienen una disminución relativamente menor respecto a su generación total.

Tabla 10 Disminución de generación de centrales de carbón más afectadas por inclusión de central CSP a despacho de mínimo costo en las tres hidrologías evaluadas.

	Disminución de energía anual inyectada		
	Húmeda	Media	Seca
U12 Tocopilla	94%	2%	1%
U13 Tocopilla	61%	53%	3%
U14 Tocopilla	24%	14%	3%
COCHRANE_1	36%	53%	2%
COCHRANE_2	51%	44%	2%
ANG_I	39%	32%	3%
ANG_II	16%	8%	4%
Bocamina_01	63%	22%	1%
Ventanas_01	28%	7%	1%

En la Tabla 11 se puede observar las veces en las cuales las centrales a carbón fueron encendidas y apagadas para las 3 hidrologías, comparando el caso base con el caso con CSP. En general se aprecia una disminución en los encendidos y apagados de las maquinas, que como sabemos significan altos tiempos de apagado y costos asociados.

Tabla 11 Numero de encendido de centrales a carbón más afectadas por inclusión de central CSP a despacho de mínimo costo en las tres hidrologías evaluadas

	Base			Con CSP		
	Húmeda	Media	Seca	Húmeda	Media	Seca
U12 Tocopilla	4	3	2	2	3	2
U13 Tocopilla	8	7	2	5	3	2
U14 Tocopilla	29	5	1	26	9	1
COCHRANE_1	17	25	1	8	12	2
COCHRANE_2	20	21	1	9	12	2
ANG_I	22	10	1	16	12	1
ANG_II	22	1	1	21	1	1
Bocamina_01	22	29	2	11	28	2
Ventanas_01	36	1	0	33	4	0

Cabe destacar que la mayoría de las centrales se encuentran ubicadas en la zona norte del país, a excepción de Ventanas que se encuentra en Valparaíso y Bocamina en el Biobío, por lo que podemos apreciar un impacto sistémico en la generación a carbón.

Impacto en las Centrales GNL

En la Figura 44 se observan las generaciones anuales de esta tecnología para las 3 hidrologías consideradas. Esta tecnología, si bien tiene mayores flexibilidades que el carbón, tiene la particularidad de tener mínimos técnicos muy grandes en comparación a su máxima potencia, pero sus tiempos mínimos de operación y apagado son considerablemente menores. En las hidrologías húmeda y media, observamos una disminución cercana al 50% respecto al caso base, mientras que en la hidrología seca la disminución solo llega al 10%.

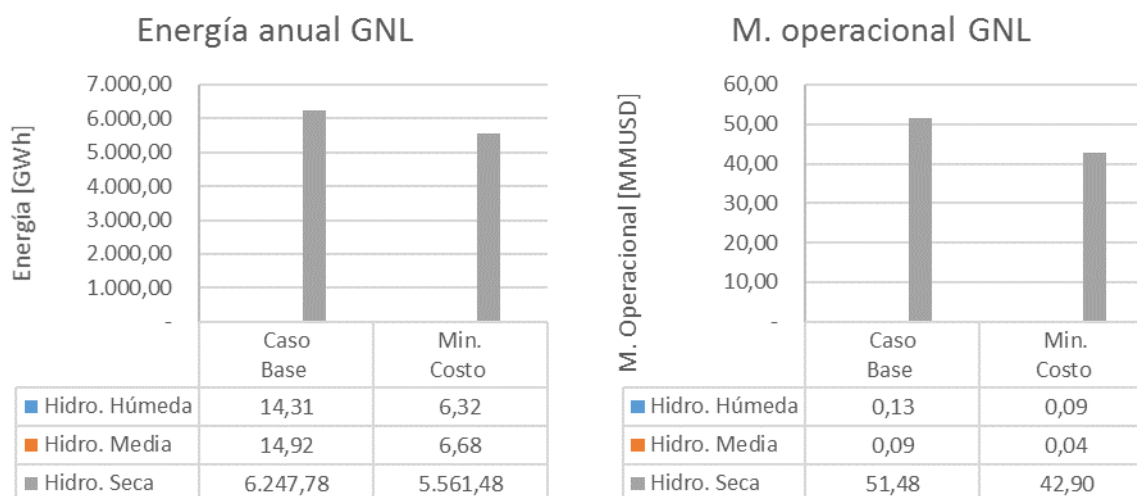


Figura 44 Comparación energía inyectada y margen operacional para centrales de GNL entre caso base y minimización de costos.

La Tabla 12 muestra las centrales que se vieron más afectadas por el ingreso de la central CSP, donde destacan San Isidro y Kelar que dejan de ser utilizadas en su totalidad, mientras que la central Mejillones aumenta levemente su generación, lo que se puede explicar por su elevado mínimo técnico en comparación a su potencia máxima⁴. Las centrales CC1 y CC2⁵ disminuyen considerablemente su generación para el caso de la hidrología seca, siendo de las centrales mostradas en la lista las que tienen los costos variables más altos, por lo que la disminución se debe al desplazamiento producido por la capacidad de almacenamiento de la central CSP.

⁴ Entre 50% y 70% de la potencia nominal

⁵ Centrales proyectadas por la CNE

Tabla 12 Diferencia de generación de centrales de GNL más afectadas por inclusión de central CSP a despacho de mínimo costo en las tres hidrologías evaluadas

	Disminución de energía anual inyectada		
	Húmeda	Media	Seca
Mejillones	17%	65.52%	33%
San_Isidro_GNL	100%	20%	1%
KELAR_GNL	100%	69%	17%
U16_GNL Tocopilla	59%	51%	14%
CC1_GNL	0%	0%	81%
CC2_GNL	0%	0%	78%

En la Tabla 13 se muestran las veces en las cuales estas centrales se prendieron y apagaron, observándose una disminución considerable al ingresar la central CSP, destacando en la hidrología seca el aumento de Kelar y U16 que se puede explicar principalmente a que tienen mínimos técnicos menores con respecto a su potencia nominal, haciendo que al despachador le convenga despachar a estas centrales en las horas de punta en vez de despachar dos centrales menos flexibles que implican un mayor costo de encendido y apagado.

Tabla 13 Numero de encendido de centrales a GNL más afectadas por inclusión de central CSP a despacho de mínimo costo en las tres hidrologías evaluadas

	Base			Con CSP		
	Húmeda	Media	Seca	Húmeda	Media	Seca
CC1_GNL	0	0	21	0	0	4
CC2_GNL	0	0	13	0	0	3
Mejillones	6	7	191	7	3	140
KELAR GNL	1	2	178	0	1	203
U16 GNL Tocopilla	6	6	53	3	3	58
San_Isidro_GNL	3	1	69	0	1	63

Cabe destacar que 3 de las 4 centrales destacadas pertenecen al SING, siendo San Isidro 02 la única central proveniente del SIC que percibe el efecto de la central CSP.

Impacto en las Centrales Diésel

Esta tecnología es la más flexible dentro de las centrales de combustibles fósiles, con mínimos técnicos muy bajos y tiempos mínimos de operación y apagado nulos, por lo que son muy utilizadas en las horas punta, con la desventaja de tener los precios más elevados del sistema.

De los resultados obtenidos se puede apreciar que en el extremo sur del sistema hay una alta congestión por temas de topología de la red, lo que causa que la central diésel Puerto Montt genere

la mayoría de las horas del año y producto de esto, no ve un impacto de la central CSP en su generación. Por otro lado se da que, en las hidrologías escogidas, los afluentes del extremo sur para el caso de hidrología media resultaron ser menores a los afluentes de la hidrología húmeda y seca, por lo que se puede observar una mayor utilización del diésel producto que este sector del sistema se desacopla. En la Figura 45 se puede ver la generación anual de la tecnología diésel junto con su margen operacional.

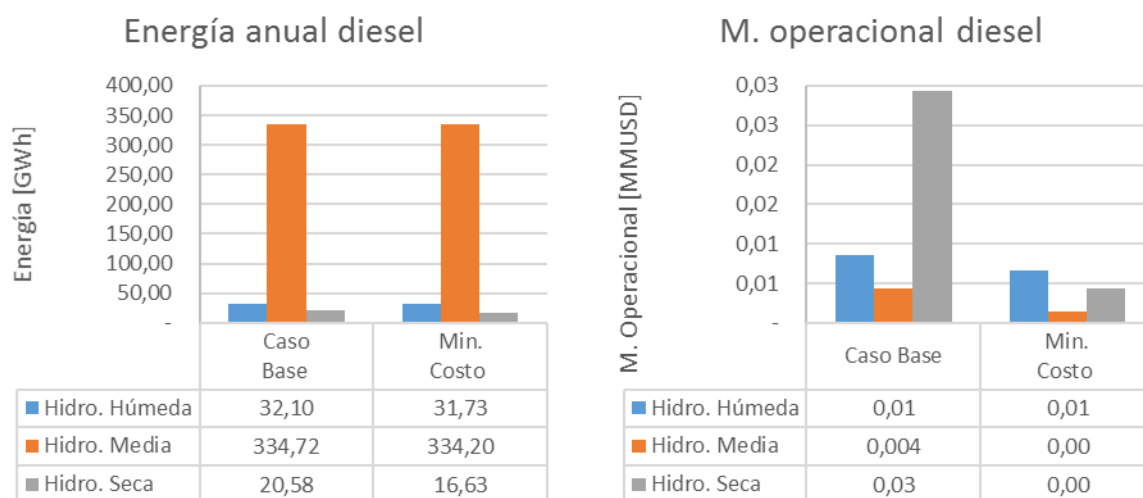


Figura 45 Comparación energía inyectada y margen operacional para centrales diésel entre caso base y minimización de costos.

En la Tabla 14 se muestran las centrales afectadas por el ingreso de la central CSP, destacándose que de estas centrales en funcionamiento CC2⁶ es la más barata, pero al tener un costo de partida asociado y un mínimo técnico, el sistema decide apagarla para disminuir esos costos al sistema. En el caso de la central Punta Colorada vemos que es encendida en comparación al caso sin la central CSP teniendo un costo variable similar a Pan de Azúcar, por lo que esta generación repentina se puede deber a razones topológicas debido a que Punta Colorada se encuentra más al sur que Pan de Azúcar.

Tabla 14 Diferencia de generación de centrales diésel más afectadas por inclusión de central CSP a despacho de mínimo costo en las tres hidrologías evaluada

	Disminución de energía anual inyectada		
	Húmeda	Media	Seca
Pan de Azúcar Diesel	27%	100%	151%
Valdivia Ciruelos Diesel	14%	1%	1%
CC2_Diesel	0%	0%	100%
Punta Colorada Diesel	_ ⁷	0%	0%

⁶ Central proyectada por la CNE

⁷ Esta central no se encontraba en operación en el caso base.

5.1.3. Costos del sistema y pago de demanda

En esta sección se analizan las variaciones en los costos de operación y el pago total de la demanda por la inclusión de la central CSP. Como se mostró anteriormente, el impacto en los demás generadores significó un desplazamiento de la generación diésel, lo que significa una baja en los costos marginales y por lo tanto una baja en los costos de generación, tal como se puede ver en la Figura 46.

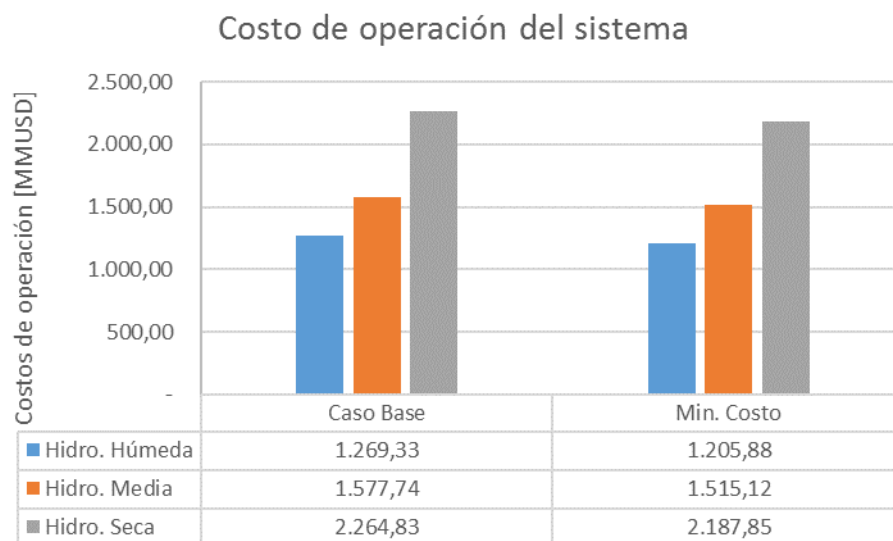


Figura 46 Costos de operación del sistema, caso base y minimización de costos para las tres hidrologías evaluadas

En términos de disminución porcentual, vemos que los costos de operación llegan a un 5% para la hidrología húmeda, 4% para la hidrología media y 3,4% para la hidrología seca, principalmente por el tamaño de la central y la cantidad de generación que es capaz de desplazar. En las hidrologías húmedas y media la generación con combustibles fósiles con altos costos marginales es mucho menor que en la hidrología seca, por lo que en los dos primeros casos logra el desplazamiento en su totalidad, mientras que en el otro significa un desplazamiento parcial, disminuyendo los costos pero manteniéndolos relativamente elevados para el sistema.

En la Figura 47 se muestra el pago de la demanda, el que se calculó como el pago de los distintos consumos al precio de la energía en sus barras respectivas. La disminución porcentual fue de 0.5% para la hidrología húmeda, 0.7% en la hidrología media y 1.9% para la hidrología seca

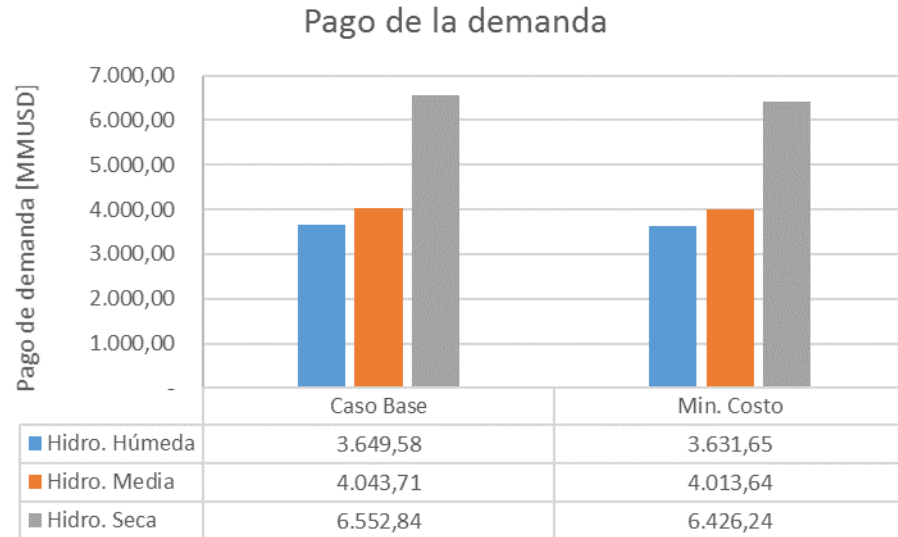


Figura 47 Pago de demanda, caso base y minimización de costos para las tres hidrologías evaluadas

5.2. Operación con distintos modelos de Despacho

En la Figura 48 podemos observar la generación anual de la central CSP para los distintos tipos de despacho.

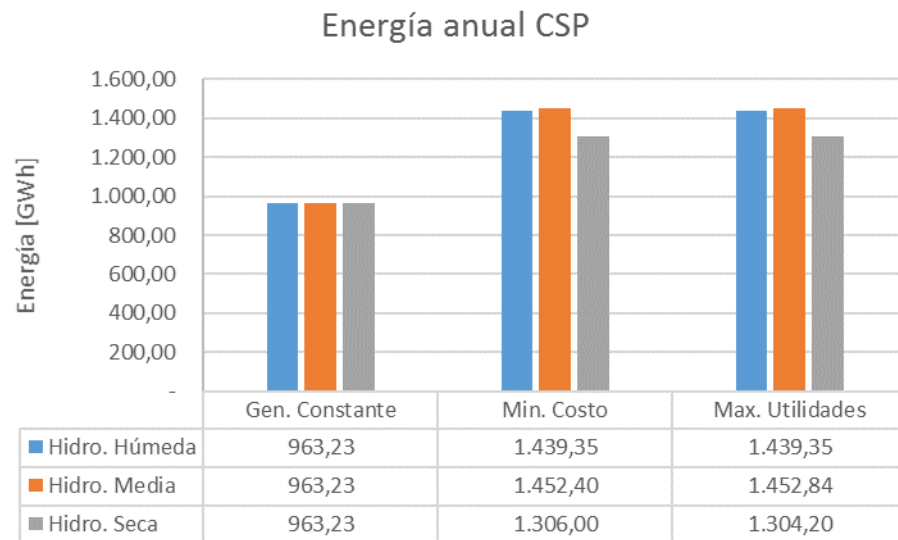


Figura 48 Generación anual CSP para los tres tipos de despacho en las tres hidrologías evaluadas

Cabe destacar que la generación constante al no depender de la hidrología, sino más bien del perfil solar, es la misma para los tres escenarios, resultando mucho menor que los dos modelos de despacho restantes, lo que muestra una ineficiente utilización de la central y se pierden las ventajas del almacenamiento para poder generar en horas de mayor demanda.

Por otra parte, vemos que los resultados de la maximización de utilidades dieron en primer lugar la misma generación que en la minimización de costos para la hidrología húmeda, esto principalmente por que la central no es capaz de mover precios y por lo tanto no existe otro plan de generación que le sea más llamativo a la central. En cambio, en los resultados de los escenarios medio y seco si se obtuvo otro plan de generación, el cual para la hidrología media logro generar mayor energía debido a que la central prefirió aumentar su generación en ciertas horas y disminuir la generación en horas posteriores, ahorrándose las pérdidas generadas por el almacenamiento. En la hidrología seca por otro lado, como existe una mayor variación de precios, a la central se le hace más llamativo el almacenamiento.

En la Figura 49 se pueden ver las utilidades anuales de la planta CSP en sus distintos modelos de despacho.

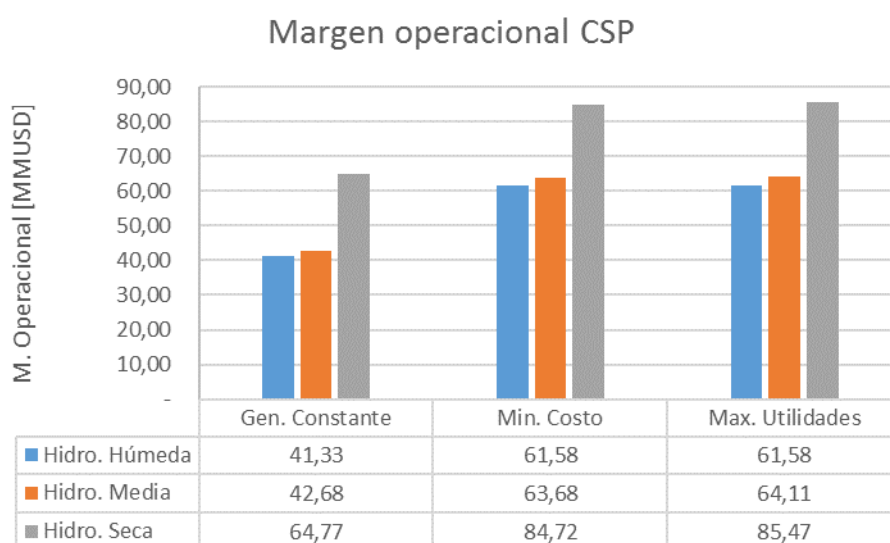


Figura 49 Utilidad anual de central CSP por ventas al mercado spot en los 3 tipos de despacho y las 3 hidrologías evaluadas

Como se explicó anteriormente, en la generación constante se ve una utilización ineficiente de la central, lo que se refleja en bajos márgenes operacionales de la central.

Por otra parte, no se presentan diferencias entre el modelo de despacho de maximización de utilidades y minimización de costos en la hidrología húmeda, ya que al no poder variar los precios y a las pérdidas asociadas al almacenamiento, no se genera un incentivo de la central para aumentar sus utilidades, por lo tanto la alternativa que le reporta más utilidades coincide con el despacho de minimización de costos. Los dos despachos resultantes también tienen congruencia con lo dicho anteriormente, en la hidrología seca se obtienen mayores ganancias que en la hidrología media principalmente por las variaciones de precio que ocurren en las distintas horas.

5.2.1. Impacto en el resto del parque generador

En este punto se analiza el impacto de la central CSP en la generación del resto de los generadores, esta vez considerando la variación entre el caso base sin la central y los distintos tipos de despacho propuestos. Debido a la gran cantidad de generadores que tiene el sistema en estudio, los resultados

se mostraran separados por tecnologías y se considera la generación y margen operacional anual por tecnología.

Impacto en Centrales Fotovoltaicas

En la Figura 50 se pueden ver las inyecciones anuales de las centrales fotovoltaicas en los distintos modos de despacho. Se puede apreciar que el caso de minimización de costos y el de maximización de utilidades logran el mismo aumento en la generación, debido a que en esta hidrología la generación de la planta CSP es la misma para los dos modelos de despacho. Por otro lado, el despacho de generación constante ve una disminución en la energía con respecto al caso base, por la nula flexibilidad que aporta este tipo de despacho al sistema, dificultando la generación de tecnologías como la fotovoltaica.

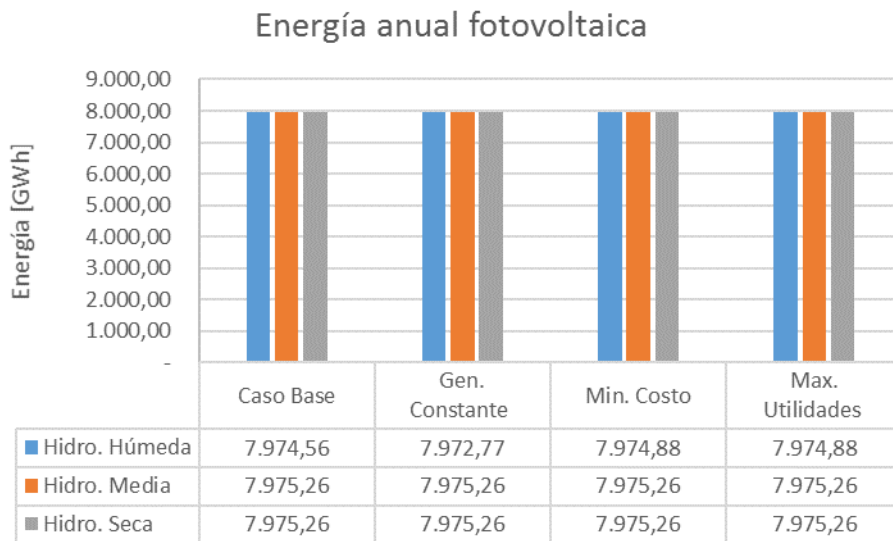


Figura 50 Comparación energía anual inyectada por centrales fotovoltaicas según modo de despacho.

En la Figura 51 se observan los márgenes operacionales de las centrales fotovoltaicas, y cabe destacar que todos los modelos de despacho disminuyen el margen operacional con respecto al caso base, siendo los costos marginales los que producen las diferencias entre los distintos despachos. La mayor disminución del margen de operación se obtiene en el caso de minimización de costos, seguido por el de maximización de utilidades y finalmente el de generación constante.

Margen operacional fotovoltaicas

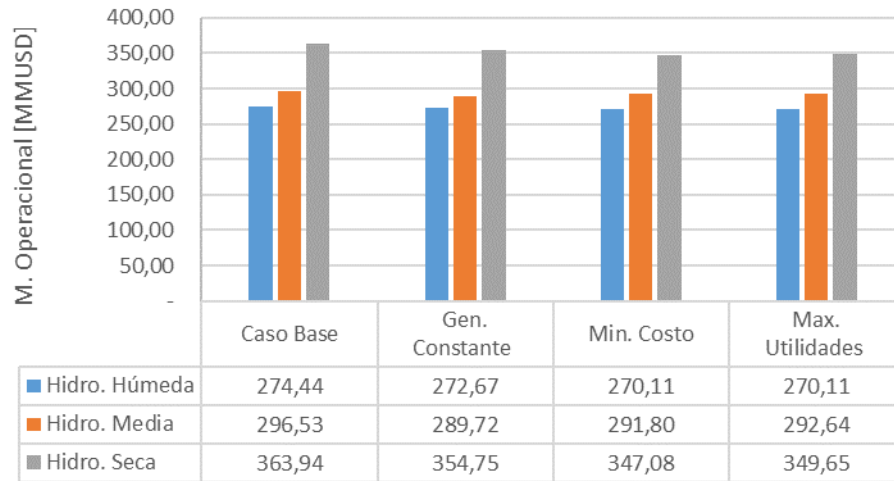


Figura 51 Margen operacional centrales fotovoltaicas para los distintos modos de despacho.

Impacto en Centrales Eólicas

La Figura 52 muestra las inyecciones totales de los generadores eólicos, obteniéndose los mismos resultados que para las centrales fotovoltaicas, es decir, los despachos de minimización de costos y maximización de utilidades logran un aumento de la generación eólica en comparación al caso base, mientras que el modelo de generación constante reduce la generación en las hidrologías húmeda y media.

Energía anual Eólica

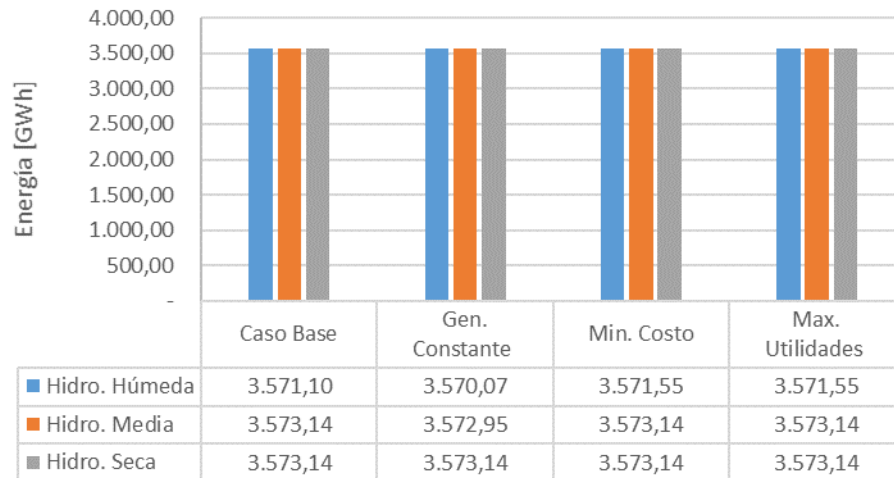


Figura 52 Energía inyectada por eólicas para los distintos modos de despacho.

Con respecto a los márgenes operacionales, se observa que tanto el modo de despacho de generación constante como el de minimización de costos disminuyen los márgenes de esta

tecnología, siendo el primero el que genera una mayor disminución con respecto al caso base. Esto se puede explicar ya que la generación eólica depende del viento, el cual no necesariamente tiene horarios marcados como la radiación solar, y al tener generación constante se afecta a todas las horas por igual, con mayor probabilidad de disminuir el costo marginal en la hora en que existe viento, a diferencia del caso de minimización de costos que sigue una curva relacionada a la radiación y al almacenamiento de la central. Los márgenes se observan en la Figura 53

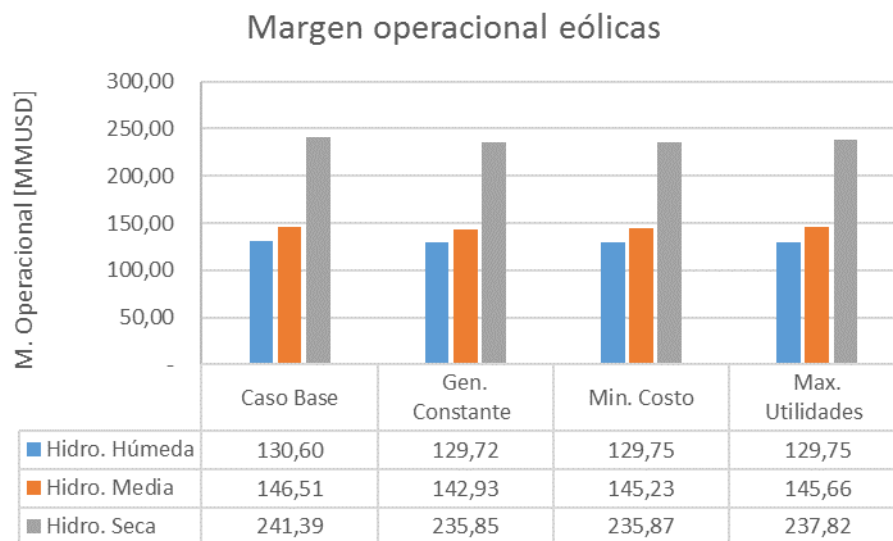


Figura 53 Margen operacional eólicas según modo de despacho.

Impacto en Centrales Hidráulicas

En la Figura 54 se muestra la energía inyectada por las centrales hidráulicas en todos los modelos de despacho y es importante notar que en el caso de generación constante existe un aumento de esta generación en comparación al caso base para las hidrologías húmeda y media, lo que se puede explicar debido a la poca flexibilidad que brinda este modelo de despacho haciendo que los embalses compensen esta falta de flexibilidad. Para los otros dos modelos de despacho obtenemos una disminución de la generación hidráulica para todas las hidrologías.

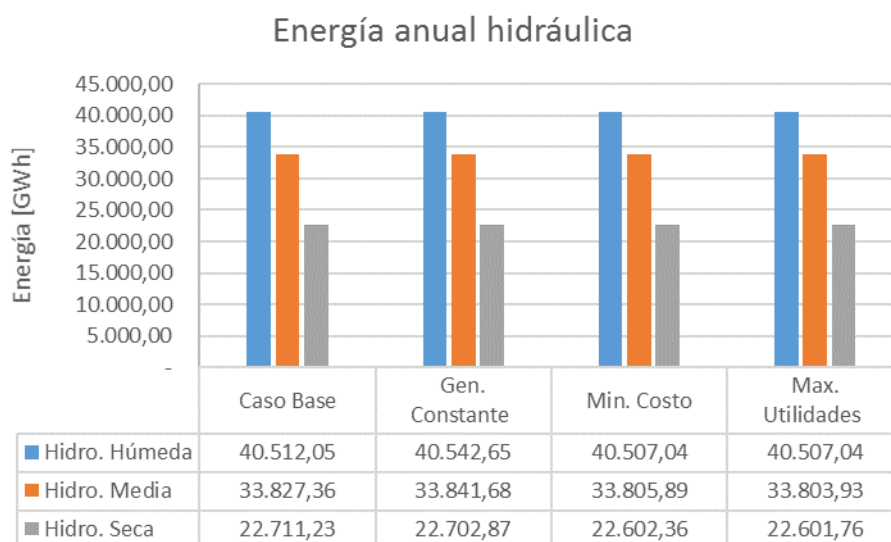


Figura 54 Energía inyectada por hidráulicas para los distintos modos de despacho.

En la Figura 55 vemos los márgenes operacionales para esta tecnología observando una disminución para todos los modelos de despacho, obteniéndose mayores beneficios en el caso de maximización de utilidades. La misma tendencia se puede observar en la Tabla 15, que muestra el promedio de las tres hidrologías para cada tipo de despacho.

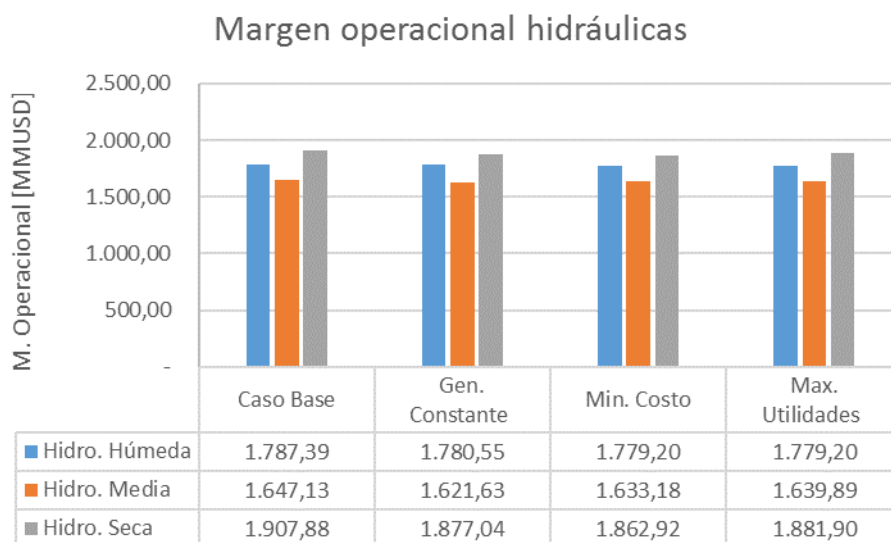


Figura 55 Margen operacional hidráulicas según modo de despacho.

Tabla 15 Promedio margen operacional centrales hidráulicas, según modo de despacho.

	Caso Base	Generación Constante	Minimización de Costos	Maximización de Utilidades
Promedio de Margen operacional [MMUSD]	1780.8	1759.74	1758.43	1773.66

Impacto en Centrales de Biomasa

En general la tecnología de biomasa ve una disminución en su generación anual para los tres modelos de despacho como se aprecia en la Figura 56, en que el mayor desplazamiento ocurre en el modelo de despacho de minimización de costos, seguido por el de maximización de utilidades y por último el de generación constante tal como se ilustra en la Tabla 16.

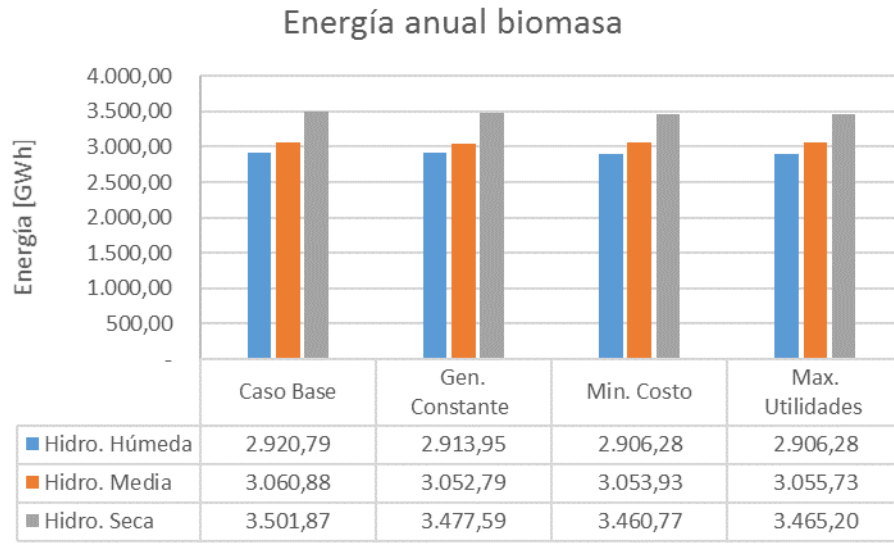


Figura 56 Energía inyectada por centrales de biomasa para los distintos modos de despacho.

Tabla 16 Promedio de energía anual inyectada por hidráulicas para los distintos modos de despacho.

	Caso Base	Generación Constante	Minimización de Costos	Maximización de Utilidades
Promedio de Energía Anual Biomasa [GWh]	3161.18	3148.11	3140.32	3142.4

Con respecto al margen operacional de esta tecnología se ve una disminución para todos los casos, obteniéndose menores beneficios con el caso de generación constante, seguido por el de minimización de costos y finalmente el caso de maximización de utilidades. Esto se observa en la Figura 57 y Tabla 17

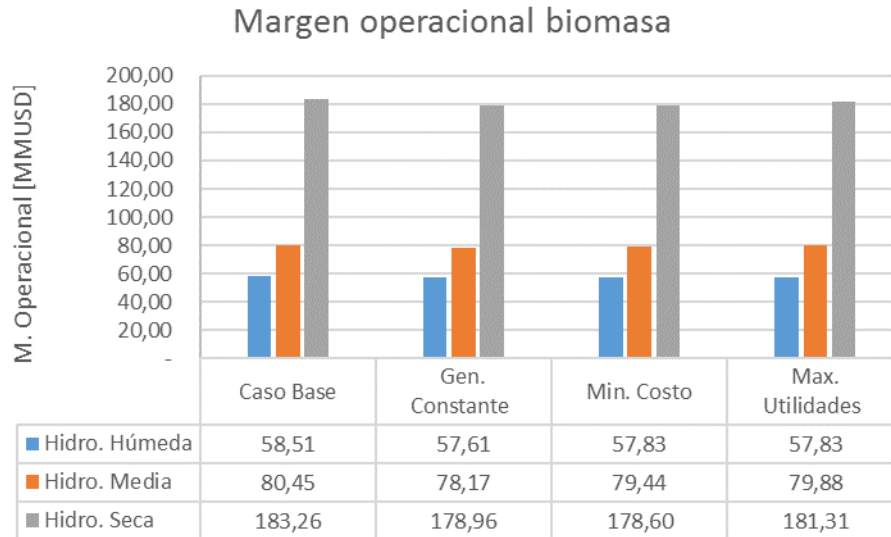


Figura 57 Margen operacional centrales de biomasa según modo de despacho.

Tabla 17 Promedio margen operacional centrales de biomasa, según modo de despacho

	Caso Base	Generación Constante	Minimización de Costos	Maximización de Utilidades
Promedio de Margen operacional [MMUSd]	107.3	105.05	105.3	106.3

Impacto en Centrales a Carbón

Como se muestra en la Figura 58, el impacto mayor se produce en las hidrologías húmeda y media, principalmente porque esta tecnología logra funcionar como punta en algunas horas del año. En particular cabe destacar que los modelos de despacho de minimización de costos y maximización de utilidades se diferencian de mayor manera en la hidrología media, sin encontrar cambios entre la hidrología húmeda y seca. Esto se debe principalmente a que, en la modalidad de maximización de utilidades, la central CSP prefiere no desplazar en su totalidad a otras centrales más costosas para mantener precios más altos. Por otro lado, vemos que la modalidad de despacho de generación constante causa un menor desplazamiento que los otros modelos. Los promedios se observan en la Tabla 18.

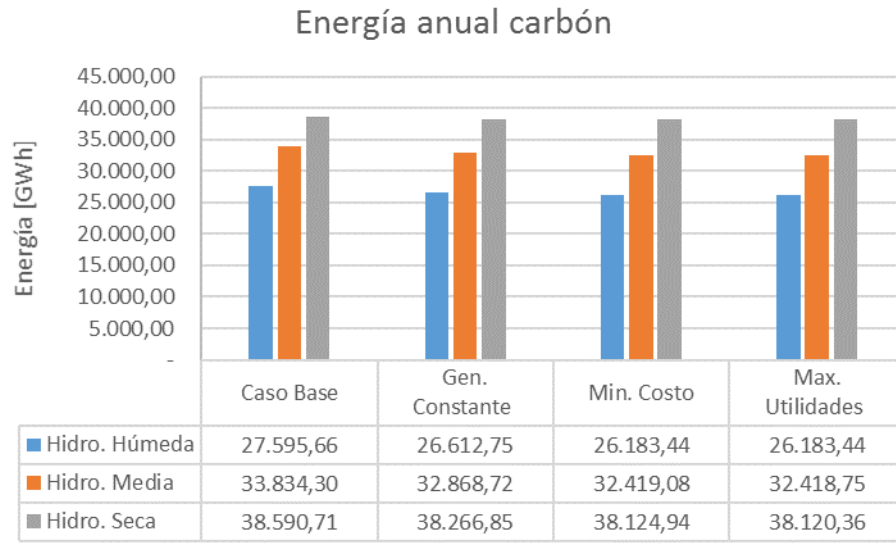


Figura 58 Energía inyectada por carboneras para los distintos modos de despacho.

Tabla 18 Promedio de energía anual inyectada por carboneras para los distintos modos de despacho

	Caso Base	Generación Constante	Minimización de Costos	Maximización de Utilidades
Promedio de Energía Anual Carbón [GWh]	33340.22	32582.77	32242.48	32240.85

Al ser una tecnología que funciona como base para el sistema, vemos un menor margen en el caso de generación constante debido a que como se explicó anteriormente, existe un desplazamiento de generación a lo largo de todo el día, a diferencia de los otros dos modelos de despacho, como se muestra en la Figura 59. Los promedios se observan en la Tabla 19

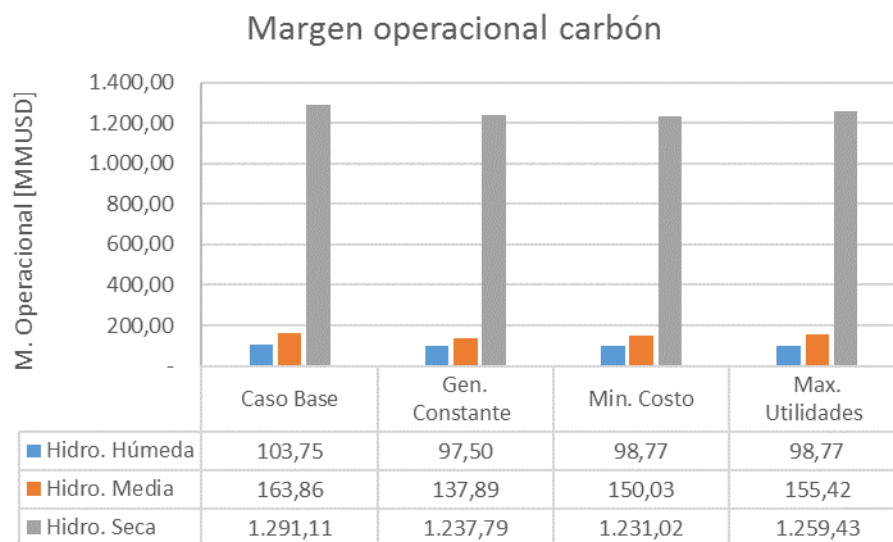


Figura 59 Margen operacional centrales carboneras según modo de despacho.

Tabla 19 Promedio margen operacional centrales carboneras, según modo de despacho.

	Caso Base	Generación Constante	Minimización de Costos	Maximización de Utilidades
Promedio de Margen operacional [MMUSD]	519.58	491.29	493.33	504.33

Impacto en Centrales GNL

En la Figura 60 podemos observar una clara disminución en la generación de esta tecnología para los despachos de minimización de costos y maximización de utilidades, disminuyendo la generación a valores cercanas al 60% para las hidrologías húmeda y media. Por otra parte, el despacho de generación constante también genera una disminución en las hidrologías húmeda y media pero este es menor, del orden del 30%, lo que se debe en parte al menor aporte energético de este tipo de despacho y a que la flexibilidad que resta al sistema este tipo de despacho debe ser aportada por otros generadores de este tipo. Por último, en la hidrología seca vemos una disminución del 10% en todos los tipos de despacho. Los promedios se observan en la Tabla 20

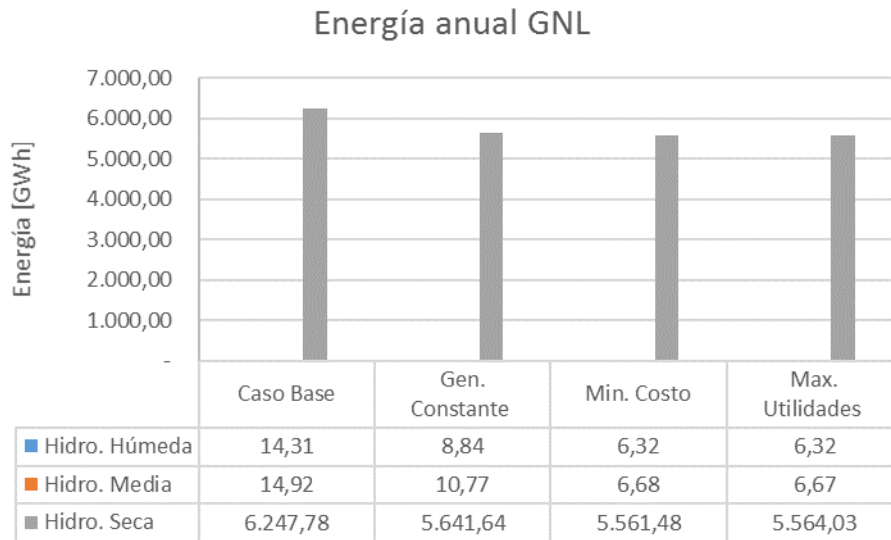


Figura 60 Energía inyectada por centrales GNL para los distintos modos de despacho.

Tabla 20 Promedio energía anual centrales GNL, según modo de despacho

	Caso Base	Generación Constante	Minimización de Costos	Maximización de Utilidades
Promedio de Energía Anual GNL [GWh]	2092.33	1887.08	1858.16	1859.01

Cabe destacar que no existe margen operacional en hidrología húmeda, principalmente porque esta tecnología funciona principalmente en horario punta por la fuerte generación hidráulica y la base de carbón. En la hidrología media vemos que a diferencia del caso base, la tecnología de GNL tiene margen operacional positivo para el caso de generación constante, lo que se puede explicar por la entrada de otros generadores más caros para ayudar a complementar esta baja en la flexibilidad del sistema. Finalmente, para la hidrología seca vemos que la mayor disminución se obtiene con el despacho de minimización de costos, seguido por el de generación constante y en último lugar el de maximización de utilidades. Esto se puede ver en la Figura 61. Los promedios se observan en la Tabla 21

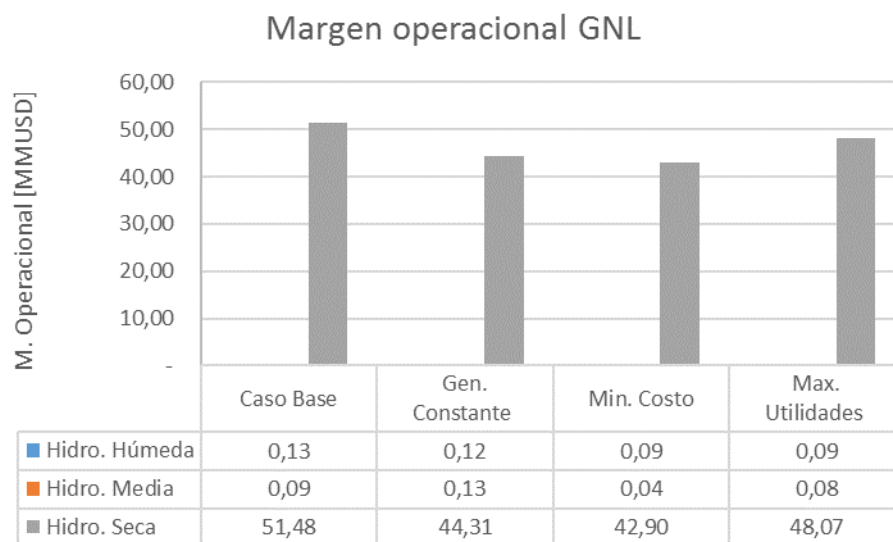


Figura 61 Margen operacional centrales a GNL según modo de despacho.

En la Tabla 21 se pueden observar los promedios de las tres hidrologías para cada modelo de despacho.

Tabla 21 Promedio margen operacional centrales GNL, según modo de despacho.

	Caso Base	Generación Constante	Minimización de Costos	Maximización de Utilidades
Promedio de Margen operacional [MMUSd]	17	14.71	14.3	16

Impacto en Centrales Diésel

Observamos que tanto para la minimización de costos como para el despacho de maximización de utilidades obtenemos los mismos resultados, principalmente por que la generación desplazada no alcanza a ser compensada por el precio de esas centrales, por lo que decide realizar el mismo desplazamiento que en la minimización de costos. Por otra parte, vemos que el despacho de generación constante aumenta considerablemente la utilización del diésel, en especial en la hidrología húmeda (lo que explicaría el aumento de las utilidades de algunas centrales GNL). Esto se observa en la Figura 62

Energía anual diésel

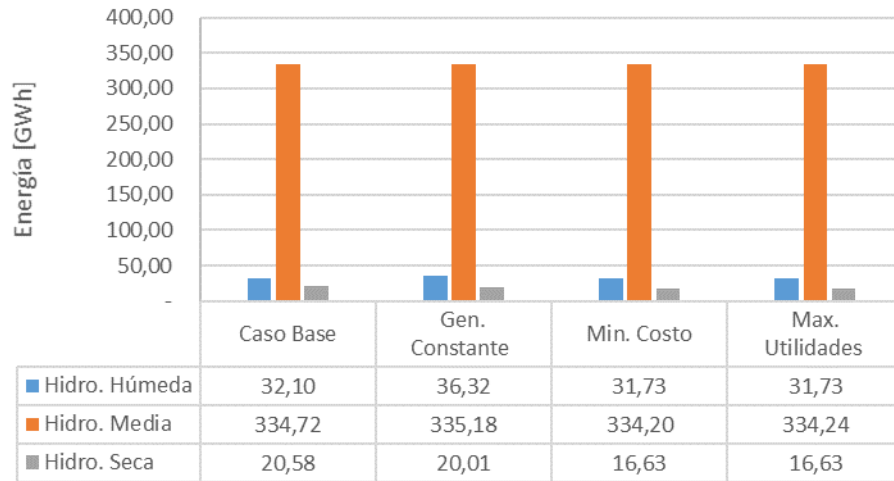


Figura 62 Energía inyectada por centrales diésel para los distintos modos de despacho.

En la Tabla 22 se muestran los promedios de las tres hidrologías de la tecnología diésel en todos los modelos de despacho.

Tabla 22 Promedio energía inyectada centrales diésel, según modo de despacho.

	Caso Base	Generación Constante	Minimización de Costos	Maximización de Utilidades
Promedio de Energía Anual Diésel [GWh]	129.13	130.5	127.52	127.53

5.2.2. Costos del sistema y pago de demanda

A continuación se analiza el efecto de los distintos modos de despacho en los costos totales del sistema y en el pago de la demanda.

En la Figura 63 se pueden apreciar los costos de operación del sistema para los distintos modelos de despacho. Como era de esperar, el modelo de despacho que minimiza los costos de operación corresponde al de minimización de costos, seguido por el de maximización de utilidades y por último el despacho con generación constante. Aún cuando el despacho de generación constante entrega energía a costo cero al sistema, produce problemas en el Unit Commitment debido a los parámetros del resto de las centrales, ocasionando que centrales más caras aumenten su generación, como fue el caso de otros generadores GNL o diésel. El despacho de maximización de utilidades no genera un aumento considerable en los costos de operación, principalmente por que la central no es capaz de realizar un cambio considerable en los precios.

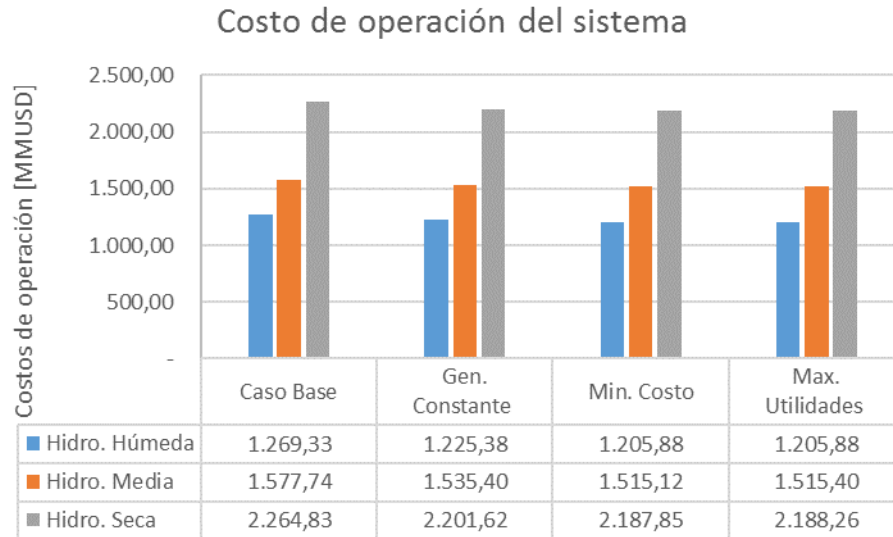


Figura 63 Costos de operación del sistema, en los cuatro casos para las tres hidrologías evaluadas

En la Tabla 23 se muestran los promedios de las tres hidrologías para todos los modelos de despacho.

Tabla 23 Promedio de los costos de operación según modo de despacho

	Caso Base	Generación Constante	Minimización de Costos	Maximización de Utilidades
Promedio de Costo de Operación del sistema [MMUSd]	1570	1528	1508	1508

En la Figura 64 podemos observar el pago de la demanda para cada hidrología y tipo de despacho, donde se puede apreciar que el tipo de despacho que da menores valores corresponde al caso de generación constante, seguido por el de minimización de costos y finalmente el de maximización de utilidades. Esto que parece ser contradictorio, se puede explicar debido a que en este caso se produce la mayor cantidad de horas de operación de centrales térmicas a mínimo técnico, haciendo que el pago realizado por la demanda no refleje los costos de operación del sistema. En todo caso, este valor no considera los pagos por servicios complementarios, los cuales están fuera del alcance de esta memoria.

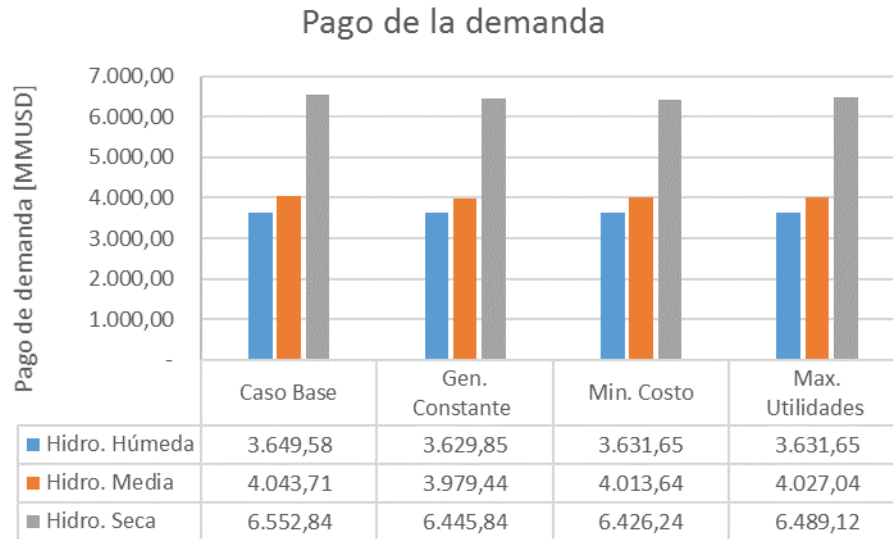


Figura 64 Pago de demanda, en los cuatro casos para las tres hidrologías evaluadas

Los promedios para cada modelo de despacho se observan en la Tabla 24

Tabla 24 Promedio pago de la demanda según modo de despacho.

	Caso Base	Generación Constante	Minimización de Costos	Maximización de Utilidades
Promedio Pago de demanda [MMUSd]	4044	3979	4014	4027

5.2.3. Índice de Lerner

En la Tabla 25 observamos los promedios del índice de Lerner calculados de forma horaria para cada hidrología, más el promedio⁸ de las tres hidrologías para obtener un índice que cuantifique el poder de mercado de la central en el sistema eléctrico chileno.

Tabla 25 Promedio anual de Índice de Lerner de cada hidrología y promedio total

	Húmeda	Media	Seca	Total
Promedio [%]	0	6,68	6,53	4,4

Si bien el poder de mercado que puede ejercer la central en el sistema es pequeño, es capaz de realizarlo, lo cual no es permitido en el funcionamiento actual del mercado chileno. En particular observamos que en la hidrología húmeda la central CSP no es capaz de ejercer poder de mercado, mientras que en la hidrología media y seca se obtienen valores similares, lo que indica que la disminución en la generación hidráulica debido a la hidrología disminuye la participación de agentes haciendo que esta central pueda ejercer poder de mercado y así manipular los costos marginales del sistema.

⁸ Corresponde al promedio aritmético de los índices de Lerner en los momentos en que ocurrió cambio en la generación.

Un ejemplo del modo en el cual el generador es capaz de variar los costos marginales es ilustrado en la Figura 65, el cual corresponde a un día de operación en hidrología seca. Se puede observar que en las horas en que la generación de los casos de minimización de costos y maximización de utilidades es la misma se obtienen los mismos costos marginales. Por otra parte, a las 21:00 horas el generador disminuye su generación logrando que los costos marginales aumenten, y a las 2:00 horas al inyectar más energía produce una leve disminución de los costos marginales, si bien en otras horas hay cambios en la generación, pero no en los precios. Este desplazamiento de la generación le permite variar los precios y obtener un margen operacional mayor en el día.

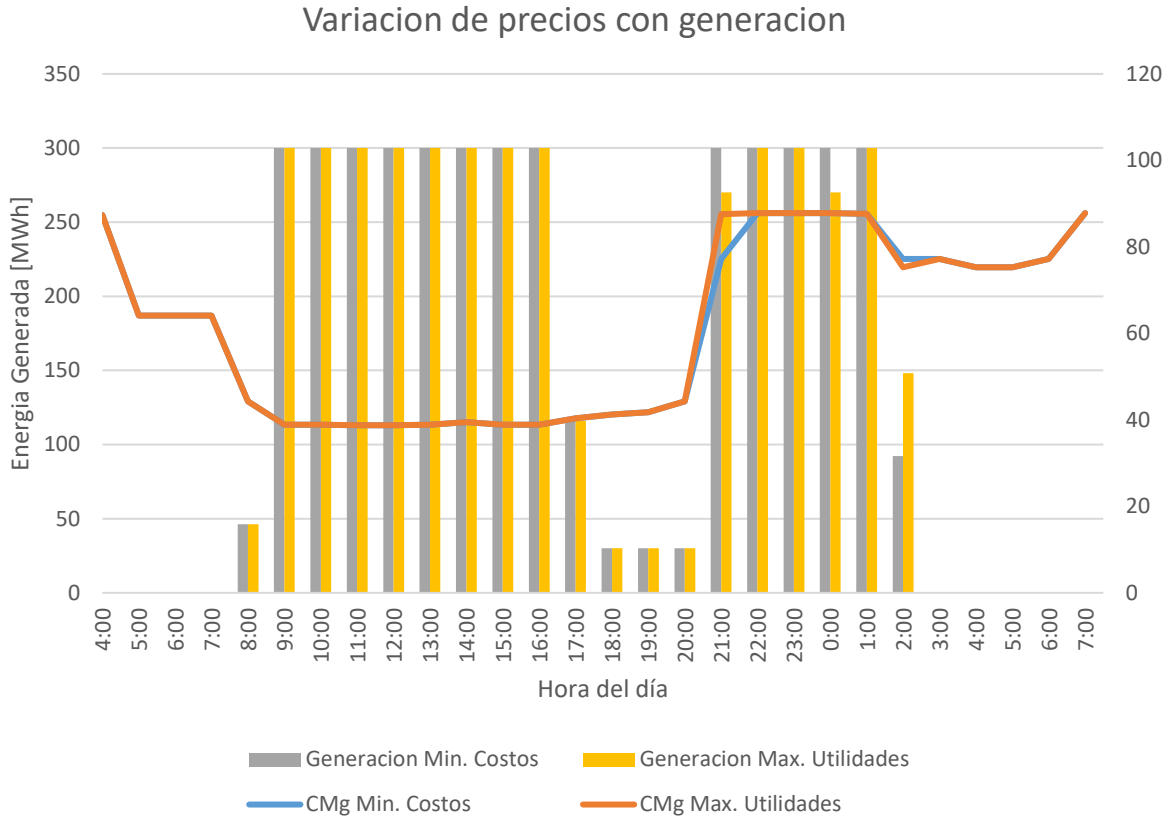


Figura 65 Ejemplo de cambio de costos marginales producto del desplazamiento de generación para obtener mayores utilidades⁹

A continuación, se muestra la distribución de las horas en las cuales el índice de Lerner supera cierto valor, esto con el fin de plasmar los momentos en los cuales la central tiene la capacidad para mover los precios de alguna forma. En las Figuras 66 y 67 podemos observar los resultados para las hidrologías media y seca respectivamente.

⁹ La central obtiene USD\$239.564 en el caso de minimización de costos, mientras que en el despacho maximizando sus utilidades obtiene USD\$241.441

Distribucion de horas Hidrología Media

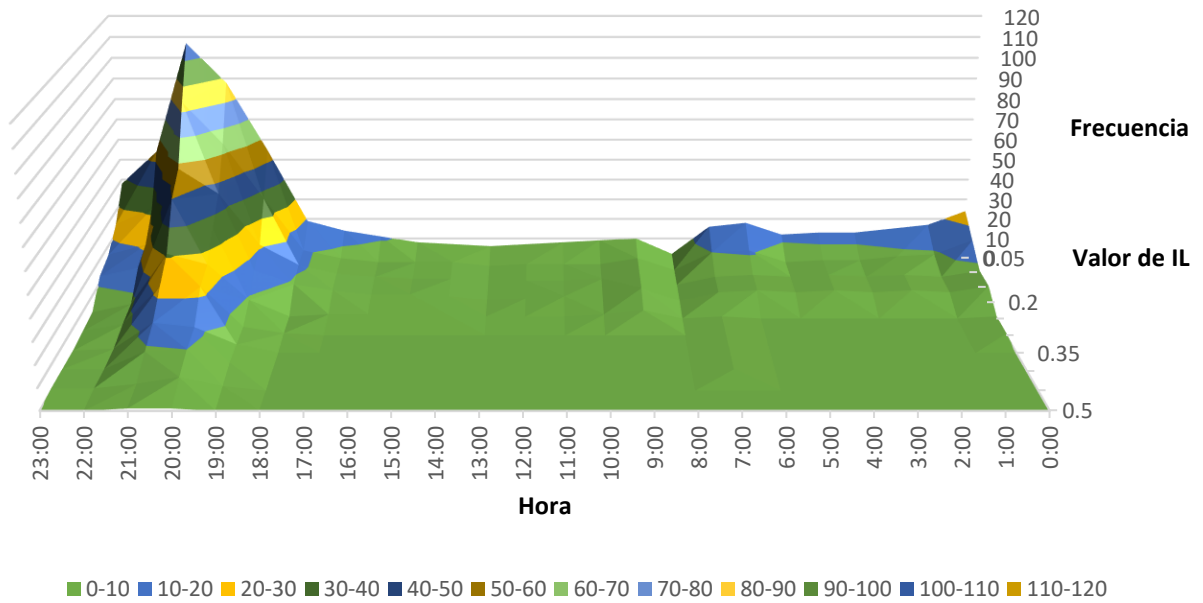


Figura 66 Distribución horaria de índice de Lerner según su valor para hidrología media

Distribucion por horas Hidrología Seca

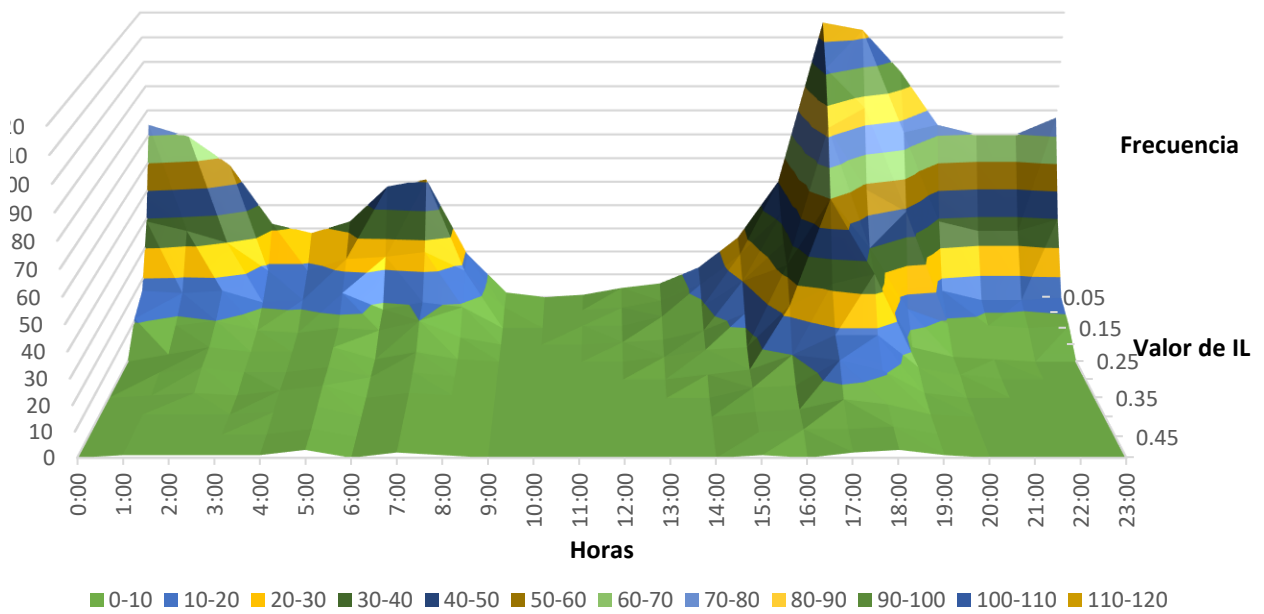


Figura 67 Distribución horaria de índice de Lerner según su valor para hidrología seca

Para el caso de la hidrología media, podemos ver que los índices con mayor valor se encuentran en las horas de punta, mostrándonos que la capacidad de almacenamiento de la central produce cambios importantes en los precios a estas horas. El resto del día vemos que el poder de mercado es muy bajo. Recordando lo mostrado en la Figura 32, la central CSP genera a máxima capacidad la mayor parte del día, y al intentar hacer variaciones en su generación en las horas de punta, si es que logra cambiar el precio, esta variación no es lo suficientemente grande como para compensar la baja en la generación, por lo que no le conviene variar su generación en esa hora.

Por otro lado, en el caso de la hidrología seca vemos que la forma en la cual se distribuyen los índices es similar a la curva de demanda, donde el peak se concentra mayormente a las 17:00 horas. Esto se puede explicar por lo mostrado en la Figura 35 donde, en hidrología seca, el operador decide almacenar en las horas anteriores a la hora punta, ordenando a la central generar a mínimo técnico, para posteriormente desde las 19:00 horas volver a generar a máxima potencia. Cuando la central decide disminuir su generación en alguna hora, produce que el precio en las horas anteriores aumente debido a que se deben despachar otras centrales con mayor precio y por sus características técnicas (tiempos mínimos de operación y rampas), deben entrar en servicio en horas anteriores o manteniendo a la central prendida por más tiempo, haciendo que el precio del sistema cambie en más horas de lo estipulado.

Impacto en el resto del parque generador

A nivel individual, no se logra encontrar un impacto significativo en las utilidades de los demás generadores por el despacho diferenciado de la central CSP. En la Figura 68 se muestran los márgenes operacionales de distintos generadores como puntos en los que sus coordenadas corresponden al margen obtenido en los casos que la central CSP opere maximizando sus utilidades y minimizando costos del sistema. La línea recta representa utilidades iguales para ambos modelos de despacho, por lo que aquellos puntos sobre la línea corresponden a centrales que obtienen un mayor margen en el caso que la central CSP opere maximizando sus utilidades y viceversa. En todo caso, al ser una central pequeña con poco poder de mercado, se observa que a nivel individual no existe un impacto importante.

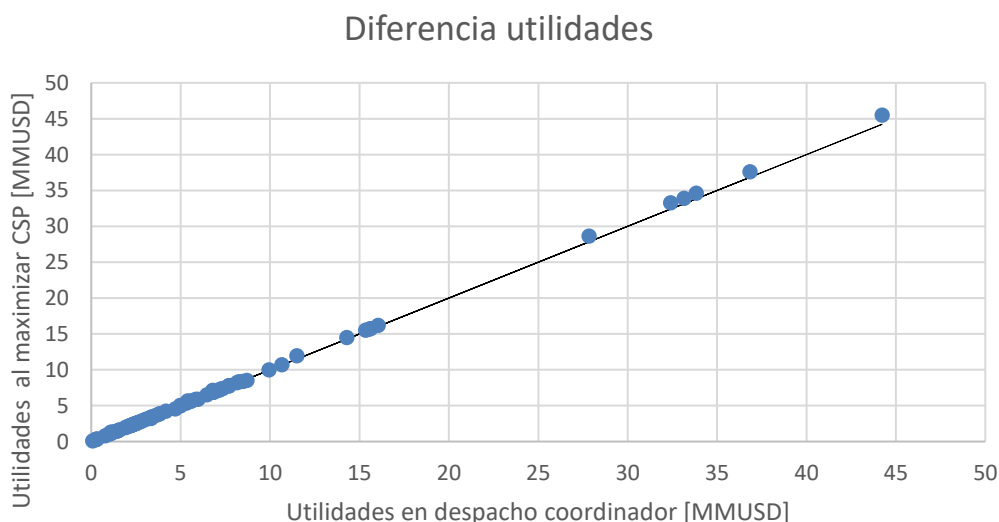


Figura 68 Impacto a nivel individual para distintas centrales.

La Figura 69 corresponde a un acercamiento de la Figura anterior, enfocándonos en la zona que concentra a la mayor cantidad de generadores, y se puede apreciar que la mayoría de las variaciones corresponden a porcentajes muy pequeños en comparación al margen operacional de cada generador.

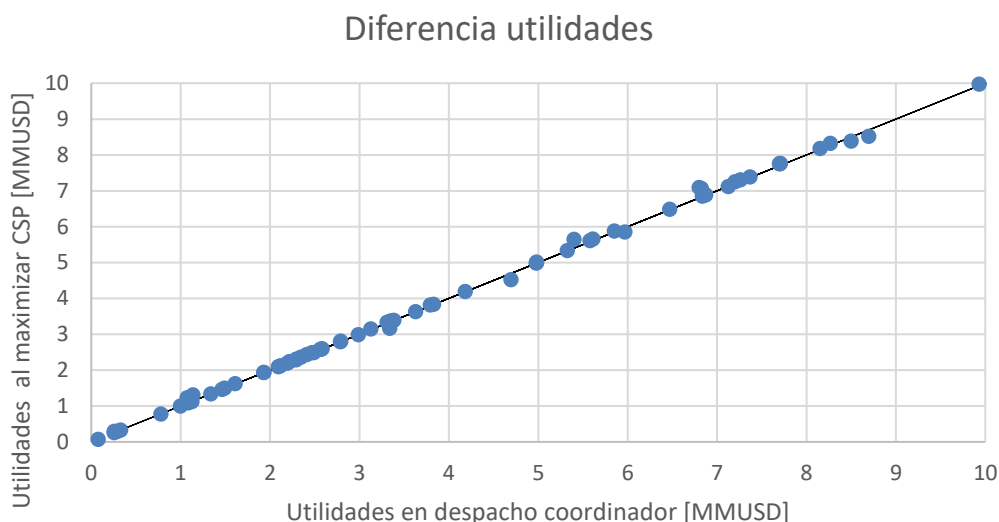


Figura 69 Impacto a nivel individual, para centrales con ingresos menores a 10 [MMUSD].

5.2.4. Emisiones

Con las altas emisiones de gases invernadero que ocurren debido a la generación eléctrica, es de importancia saber qué beneficios en este ámbito traen las tecnologías limpias como es el caso de la CSP. En la Tabla 26 se puede ver un resumen de las emisiones para distintos gases en todos los modelos de despacho.

Tabla 26 Promedio de emisiones para distintos gases de efecto invernadero para distintos modelos de despacho

	Caso Base	Generación Constante	Minimización de Costos	Maximización de Utilidades
Promedio de Emisión de CO2 [tonCO2]	32125636	31081074	30602709	30601103
Promedio de Emisión de MP [tonMP]	5496	5365	5300	5301
Promedio de Emisión de NOx [tonNOx]	54356	53051	52397	52413
Promedio de Emisión de SO2[tonSO2]	43392	42432	41937	41954

Cabe destacar que ninguno de estos tipos de despacho logra un desplazamiento del carbón, el cual es el más contaminante de las tecnologías mencionadas en este estudio, por lo que los desplazamientos se deben principalmente a las emisiones producidas por el diésel y GNL. Sin embargo, podemos observar que el despacho de minimización de costos es el que disminuye en mayor cantidad las emisiones, seguido por el despacho de maximización de utilidades y finalmente el de generación constante.

6. Conclusiones

En el presente trabajo se han evaluado distintos modelos de despacho para una central de concentración solar con almacenamiento térmico, la cual puede impactar al sistema de distintas maneras y generando una reducción de costos para el sistema en general. La metodología planteada ha permitido cuantificar los beneficios de cada modelo de despacho en 3 hidrologías representativas. La razón por la cual se evaluaron tres modelos de despacho está en la importancia de cuantificar los impactos de una tecnología que no se encuentra presente en el sistema, la cual, si bien tiene una capacidad muy inferior a la potencia instalada del sistema, tiene un funcionamiento especial dada su capacidad de almacenamiento que puede agregar flexibilidad al sistema y disminuir los costos de generación.

La inclusión de una central de concentración solar permite disminuir la generación con combustibles fósiles, los cuales incrementan los costos del sistema de manera considerable, sobre todo en un sistema como el chileno que tiene una alta dependencia de los recursos hídricos que se encuentren en el momento. En los tres modos de despacho evaluados se observó una disminución en los costos asociados a las horas punta, la cual se debe principalmente a la capacidad de almacenamiento de la central CSP, dado que el optimizador decide almacenar en las horas en las cuales hay mayor penetración de energías renovables como la solar, y ocupar esa energía almacenada en horas en las cuales ya no existen estos recursos. El uso de esta capacidad debe efectuarse considerando las pérdidas asociadas al almacenamiento las cuales, si bien son pequeñas (7% por hora), representan un factor importante a considerar en la optimización junto con el mínimo técnico asociado a la planta.

Con respecto al impacto en el parque generador, vemos que existe una disminución en el vertimiento de energías renovables como la fotovoltaica y eólica para la hidrología húmeda, principalmente por la capacidad de almacenamiento de la central, que pese a ser una central pequeña, es capaz de dar cierta flexibilidad al sistema para la inclusión de este tipo de energía intermitente. Otra cualidad importante del almacenamiento está en la capacidad de desplazar tecnologías más caras y contaminantes como el Carbón, GNL y Diésel, con tecnología más limpia y barata en momentos en los cuales los recursos renovables no están a disposición, siendo el GNL la tecnología más afectada debido a sus parámetros técnicos.

La disminución en los costos del sistema alcanza un 5% en hidrología húmeda, 4% en hidrología media y 3,4% en hidrología seca con respecto al caso base, lo cual no es menor considerando la pequeña capacidad de la central en estudio y la potencia instalada del sistema. Algo similar se puede apreciar con el pago de la demanda, con una disminución del 1.9% en la hidrología seca, 0.7% en la hidrología media y 0.5% en la hidrología húmeda, los cuales son montos considerables cuando se habla de cifras de millones de dólares.

Posterior al análisis del impacto de la central en el sistema, se compararon los 3 tipos de despacho planteados para visualizar posibles utilidades (modos de despacho) de esta central con el fin de fomentar nuevas tecnologías renovables que permitan generar beneficios para el sistema. Cabe destacar que la metodología planteada permitió trabajar a estas centrales de manera especial con respecto al resto del sistema.

En particular vemos que el modelo de generación constante si bien produce un beneficio al sistema disminuyendo los costos de generación, es una forma muy ineficiente de utilizar este tipo de tecnología, ya que al fijar la generación se pierde la flexibilidad y utilidad del almacenamiento repartiendo el beneficio a lo largo del año lo que reduce su valor. Por otra parte, la utilidad y producción es menor a la que podría generar con el despacho de minimización de costos, haciéndolo aún menos atractivo para inversiones. Con respecto a la inclusión de energías renovables, vemos que este despacho perjudica a este tipo de generación, al no entregar flexibilidad al sistema, se generan mayores vertimientos, lo cual no es deseado al ser una tecnología limpia y de bajo costo, el impacto que genera en el resto del parque generador es menor al de minimización de costos y privilegia la generación con centrales que tienen mínimos técnicos bajos en comparación a su potencia máxima y altos costos de operación, lo que produce que otras centrales más baratas se vean perjudicadas.

El modo de despacho maximizando las utilidades del generador permitió aumentar sus ganancias obtenidas del mercado spot, variando levemente su generación, sin grandes cambios en su generación anual. Como la metodología proponía una modificación del despacho a mínimo técnico de la central, el efecto en el resto del parque generador no varía en gran medida con el efecto en el caso de minimización de costos, salvo por variaciones leves que provocaban distintos valores en el desplazamiento de las centrales observadas, principalmente debido a la capacidad reducida en comparación al resto del sistema, en donde las variaciones de precio producidas no fueron capaces de compensar la disminución en la generación, por lo que la forma en la cual se producía un aumento en las utilidades consistía en aumentar la generación en horas donde el otro modo de despacho generaba a mínimo costo, generando cambios distintos en otras centrales.

El Índice de Lerner calculado nos muestra que, en el caso de hidrología húmeda, la central no es capaz de realizar cambios de precio, principalmente porque su tamaño en comparación a los participantes en el mercado (alta participación de generadoras hidráulicas) no permite que esta central ejerza un poder de mercado en los precios, resultando la generación de mínimo costo como la que le atribuye mayores utilidades. En el caso de la hidrología media, observamos que la central es capaz de realizar cambios en el precio, principalmente en las horas punta, en donde logra manipular los precios por medio de su generación. Por último, en la hidrología seca, vemos que existe una menor cantidad de participantes en el mercado, producto de la poca participación de los generadores hidráulicos, haciendo que la central sea capaz de modificar los precios en más horas que en el caso anterior, causando un impacto aun mayor al esperado por esta central.

Finalmente, los resultados obtenidos muestran que, si bien la central genera beneficios al sistema sin importar la forma en la cual se realice el despacho, la minimización de costos es el modo de despacho que en forma global trae mayores beneficios al sistema, el despacho de generación constante es ineficiente y pierde las cualidades principales de almacenamiento, y el auto despacho es una práctica no permitida hoy en día en el marco regulatorio chileno para centrales de este tamaño, por lo que permitir esta práctica con un mayor número de agentes podría causar otros problemas que no compensarían los beneficios obtenidos. Faltaría ver los posibles usos en servicios complementarios para desarrollar de esta forma un análisis más completo y posibles incentivos extras.

7. Trabajos futuros

Como trabajos futuros se propone repetir el análisis considerando diversos factores para profundizar la evaluación de estos modelos de despacho para la tecnología de concentración solar térmica con almacenamiento. A continuación, se detallan los factores a evaluar:

- Manejar límites de transmisión: restringir la transmisión implica generar desacoples en los precios del sistema lo cual beneficia a la central CSP al momento de maximizar sus utilidades con la posibilidad de ejercer mayor poder de mercado.
- Aumentar el número de generadores de la tecnología de concentración solar térmica: agregar otro participante cambia la forma en la cual podría reaccionar el mercado, principalmente porque implicaría analizar posibles casos de colusión o cambios en la estrategia de maximización de utilidades ya que al aumentar la energía se podrían lograr mayores desplazamientos en el sistema.
- Incluir error de pronóstico de recursos renovables. Esto alteraría los resultados esperados por el generador CSP tanto para el caso de generación constante como para el de maximización de utilidades haciendo más complejo, pero a la vez más real, el ejercicio de la implementación de este tipo de despacho
- Incluir herramientas financieras como contratos bilaterales o pago de servicios complementarios, debido a los efectos adicionales que produce la central de CSP como disminuir el encendido/apagado de centrales térmicas, ayudar en la rampa para horas de punta o aportar como potencia firme al sistema. Estos son datos de interés que aportarían positivamente al análisis de la inclusión de una central CSP en el sistema eléctrico considerando además la posibilidad de generar nuevas interrogantes sobre la creación de un mercado de servicios complementarios en Chile.
- Incluir el efecto de horas aledañas al realizar las curvas de precio para la maximización de utilidades. El cambio en una hora produce efectos en las horas aledañas producto de los parámetros técnicos de otros generadores lo cual sirve para realizar mayor juego en la maximización de utilidades y así generar una mejor estrategia de despacho. Esto implicaría añadir un nuevo paso a la metodología buscando patrones para determinar horas en las cuales el efecto a las horas aledañas es mayor y esto tenerlo en consideración para la maximización de utilidades.
- Por último, dado que para la maximización de utilidades se emulo el modelo de liderazgo de Stackelbergse, se propone plantear un problema bi-nivel para maximizar las utilidades del generador CSP minimizando los costos del sistema de manera precisa.

8. Bibliografía

- [1] AECOM, “Energy storage study”, *Energy Post*, 2015.
- [2] G. L. K. Zach, H. Auer, “Report summarizing the current Status, Role and Cost of Energy Storage Technologies”, 2007.
- [3] Centro de Energías, “Estudio dinámico de escenarios de expansión de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)”, 2013.
- [4] Electric Power Research Institute, “Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits”, 2010.
- [5] Transparency Market Research, “Thermal Energy Storage Market – Global Industry Analysis, Size, Share, Growth, Trends, and Forecast 2014 – 2020.”
- [6] C. Kost *et al.*, “Support for Moroccan Solar Plan Solar Technologies in Morocco – Industry and Value Chain Assessment Authors”; 2012.
- [7] R. Schröer, “Sistemas de torre solar Estado y perspectiva Sistemas de torre solar Sistemas de torre solar Estado y perspectiva”, 2014.
- [8] CSP Today, “CSP Project tracker”. [En línea]. Disponible en: <http://beta.csptoday.com/tracker/projects/table?country%5B%5D=Spain&status%5B%5D=Operation>.
- [9] R. Stepper, “Tecnología de Almacenamiento de CSP Últimos de Desarrollo Tecnología de Almacenamiento de CSP”, 2014.
- [10] M. Liu *et al.*, “Review on concentrating solar power plants and new developments in high temperature thermal energy storage technologies”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, n° January, pp. 1411–1432, 2016.
- [11] P. Meisen, “San Diego Regional Plan for 100% Renewable Energy”.
- [12] “http://www.archimedesolarenergy.it/molten_salt_vs_oil.htm”.
- [13] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, “Concentrating solar power thermal storage system basics”. [En línea]. Disponible en: <http://energy.gov/eere/energybasics/articles/concentrating-solar-power-thermal-storage-system-basics>.
- [14] “http://www.soquimich.net/aspx/chemicals/popup_moltemalts/01.html”.
- [15] Saint-Gobain Solar, “Solutions for CSP”.
- [16] D. A. Cabrera, “Almacenamiento termico en aplicaciones solares de concentracion de alta temperatura”, 2012.
- [17] P. Denholm *et al.*, “Methods for Analyzing the Economic Value of Concentrating Solar Power with Thermal Energy Storage Methods for Analyzing the Economic Value of Concentrating Solar Power with Thermal Energy Storage”, n° July, 2015.
- [18] B. Rojas, Arturo; Tubío, “La retribución de las energías renovables : retos e incertidumbres”, 2015.
- [19] G. Frisari y J. Feás, “The Role of Public Finance in CSP How Spain created a world-leading industry then shattered investor confidence”, n° August, pp. 1–20, 2014.
- [20] T. M. Pavlović, I. S. Radonjić, D. D. Milosavljević, y L. S. Pantić, “A review of concentrating solar power plants in the world and their potential use in Serbia”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, n° 6, pp. 3891–3902, 2012.
- [21] La Suma de Todos, “Guía técnica de la energía Solar Termoeléctrica”, 2013.
- [22] CSP Today, “CSP Feed-In Tariff Guide”, *CSP Today*, 2011.

- [23] B. Gallego, G. Cohen, T. Mancini, T. Wilkins, F. Morse, y D. Kearney, “The history of American CSP - A timeline”, pp. 1–10, 2012.
- [24] S. Fereidoon P, *Evolution of Global Electricity Markets: New paradigms, new challenges, new approaches*. 2013.
- [25] C. I. S. Operator, “PIRP : Participating Intermittent Resource Program PIRP : Brief Summary of PIRP Program”, *Program*, 2003.
- [26] P. Denholm, G. Brinkman, D. Lew, y M. Hummon, “Operation of Concentrating Solar Power Plants in the Western Wind and Solar Integration Phase 2 Study Operation of Concentrating Solar Power Plants in the Western Wind and Solar Integration Phase 2 Study”, n° May, 2014.
- [27] F. Salinas y GIZ Chile, “Pronósticos de la generación renovable eólica y solar fotovoltaica”, 2016.
- [28] X. Xu, K. Vignarooban, B. Xu, K. Hsu, y A. M. Kannan, “Prospects and problems of concentrating solar power technologies for power generation in the desert regions”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, n° January, pp. 1106–1131, 2016.
- [29] I. Fernandez y S. Novoa, “Concentracion Solar de Potencia en Chile”.
- [30] G. J. E. y I. A. A. R. Palma Behnke, “Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno”.
- [31] I. J. Núñez Fuentes, “Almacenamiento de energía por bombeo (Hydro-Pumped Storage) en el marco regulatorio chileno.”
- [32] C. Sic, “PROPUESTA PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL 2016 ESTUDIO DE TRANSMISIÓN TRONCAL 2016-2019”, 2016.
- [33] J. Jorgenson *et al.*, “Estimating the Performance and Economic Value of Multiple Concentrating Solar Power Technologies in a Production Cost Model Estimating the Performance and Economic Value of Multiple Concentrating Solar Power Technologies in a Production Cost Model”, n° December, 2013.

9. Anexos

9.1. Datos técnicos de centrales PV

Central	Potencia Máxima [MW]	Barra de conexión	Radiación	Costo Variable [Usd/MWh]
ex_Solar_Laberinto-Domeyko	21	Laberinto-Domeyko	PV_SING_SUR	6
ex_Solar_Lagunas	68.61	Lagunas	PV_SING_NORTE	6
ex_Solar_Crucero-Encuentro	189.18	Crucero-Encuentro	PV_SING_CENTRO	6
ex_Solar_Maitencillo	2.9452	Maitencillo	PV_SIC_NORTE	6
ex_Solar_Pan_de_Azucar	69.84	Pan_de_Azucar	PV_SIC_CENTRO	6
ex_Solar_Los_Vilos	12.88	Los_Vilos	PV_SIC_CENTRO	6
Valleland	67.4	Cardones	PV_SIC_NORTE	6
ex_Solar_Polpaico	104.45	Polpaico	PV_SIC_CENTRO-SUR	6
Valle Solar	74	Maitencillo	PV_SIC_NORTE	6
ex_Solar_Lalackama	176.5	Lalackama	PV_SIC_NORTE	6
ex_Solar_Etaltal	69	Etaltal	PV_SIC_NORTE	6
ex_Solar_Cardones	389.6	Cardones	PV_SIC_NORTE	6
ex_Solar_Diego_de_Almagro	204.90	Diego_de_Almagro	PV_SIC_NORTE	6
HUATACONDO	98	Lagunas	PV_SING_NORTE	6
Chaka	23	Diego_de_Almagro	PV_SIC_NORTE	6
Pelicano	100	Maitencillo	PV_SIC_NORTE	6
Abasol	61.5	Punta_Colorada	PV_SIC_CENTRO	6
PV CERRO DOMINADOR	100	Crucero-Encuentro	PV_SING_CENTRO	6
BOLERO I	42	Laberinto-Domeyko	PV_SING_SUR	6
PARUMA	21.4	Crucero-Encuentro	PV_SING_CENTRO	6
QUILLAGUA III	50	Lagunas	PV_SING_NORTE	6
BLUE SKY I	51.6	Crucero-Encuentro	PV_SING_CENTRO	6
FINIS TERRAE II	69	Crucero-Encuentro	PV_SING_CENTRO	6
LASCAR 2	34.6	Crucero-Encuentro	PV_SING_CENTRO	6
URIBE SOLAR	50	Atacama-Mejillones	PV_SING_CENTRO	6
ARICA SOLAR 1	18	Tarapaca	PV_SING_NORTE	6
Malgarida	28	Diego_de_Almagro	PV_SIC_NORTE	6
PFV Olmue	144	Polpaico	PV_SIC_CENTRO-SUR	6
Guanaco Solar	50	Diego_de_Almagro	PV_SIC_NORTE	6
BOLERO III	21	Laberinto-Domeyko	PV_SING_SUR	6

Central	Potencia Máxima [MW]	Barra de conexión	Radiación	Costo Variable [Usd/MWh]
BOLERO IV	41	Laberinto-Domeyko	PV_SING_SUR	6
BLUE SKY II	34	Crucero-Encuentro	PV_SING_CENTRO	6
BOLERO II	42	Laberinto-Domeyko	PV_SING_SUR	6
USYA	25	Crucero-Encuentro	PV_SING_CENTRO	6
ANDES SOLAR	21.42	Laberinto-Domeyko	PV_SING_SUR	6
LASCAR 1	30	Crucero-Encuentro	PV_SING_CENTRO	6
PULAR	28.9	Crucero-Encuentro	PV_SING_CENTRO	6
QUILLAGUA I	23	Lagunas	PV_SING_NORTE	6
QUILLAGUA II	27	Lagunas	PV_SING_NORTE	6
ARICA SOLAR 2	22	Tarapaca	PV_SING_NORTE	6
El Romero	196	Maitencillo	PV_SIC_NORTE	6
Divisadero	65	Maitencillo	PV_SIC_NORTE	6
Chaka 2	27	Diego_de_Almagro	PV_SIC_NORTE	6

9.2. Datos centrales Eólicas

Central	Potencia Máxima [MW]	Barra de conexión	Recurso Eólico	Costo Variable [Usd/MWh]
ex_Eolica_Etaltal	98,4	Etaltal	EOLICO_TALTAL_SIC_NORTE	7
ex_Eolica_Charrua	91,97	Charrua	EOLICO_SIC_CHARRUA	7
ex_Eolica_Crucero- Encuentro	88,9	Crucero- Encuentro	EOLICO_CALAMASG_SING_CENTRO	7
ex_Eolica_Las_Palmas	215,64	Las_Palmas	EOLICO_SIC_CENTRO- NORTE_29fp	7
ex_Eolica_Los_Vilos	90	Los_Vilos	EOLICO_SIC_CENTRO- NORTE_29fp	7
ex_Eolica_Puerto_Montt	36	Puerto_Montt	EOLICO_CHILOE	7
ex_Eolica_Temuco- Cautin	88	Temuco- Cautin	EOLICO_SIC_CHARRUA	7
ex_Eolica_Pan_de_Azucar	284,84	Pan_de_Azucar	EOLICO_SIC_CENTRO- NORTE_29fp	7
ex_Eolica_Punta_Colorada	20	Punta_Colorada	EOLICO_SIC_CENTRO- NORTE_29fp	7
ex_Eolica_Rapel_220	17,6	Rapel_220	EOLICO_SIC_CENTRO_1	7

Central	Potencia Máxima [MW]	Barra de conexión	Recurso Eólico	Costo Variable [Usd/MWh]
San Juan	184,8	Punta_Colorada	EOLICO_SIC_CENTRO-NORTE_29fp	7
SIERRA GORDA	112	Crucero-Encuentro	EOLICO_CALAMASG_SING_CENTRO	7
Eólica Las Penas	8,4	Charrua	EOLICO_SIC_CHARRUA	7

9.3. Datos Centrales GNL

Central	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Barra de conexión	Costo Variable [Usd/MWh]	Tmin de apagado [Horas]	Tmin de operación [Horas]	Costo de partida y apagado [Usd]
CTM3_TG_TV_GNL_SIC	152.5	218.5	Los_Changos-Kapatur	77.98	2	2	12430
Taltal_01_GNL	74.85	123.15	Paposo	126.54	2	2	6787
Quintero_01_CA_GNL	64.545	127.10	Quillota	119.47	2	2	7040
San_Isidro_02_GNL	219.88	393.41	Quillota	75.30	2	2	21945
San_Isidro_02_FA_GNL	0	18.73	Quillota	125.41	2	2	1045
San_Isidro_GNL	261.29	373.69	Quillota	93.59	2	2	20845
San_Isidro_FA_GNL	0	19.72	Quillota	125.41	2	2	1100
CTM3_TG_TV_GNL	152.5	218.5	Atacama-Mejillones	77.98	2	2	12430
KELAR_2TG_TV_GNL	211.68	529.2	Los_Changos-Kapatur	77.56	2	2	29700
CC1_GNL	201.5	325.5	Atacama-Mejillones	81.79	2	2	18260
CC2_GNL	201.5	325.5	Atacama-Mejillones	81.79	2	2	18260
U16_TG_TV_GNL	117	343	Crucero-Encuentro	77.24	12	30	19250
Quintero_02_CA_GNL	64.55	128.10	Quillota	119.47	2	2	7095
CC2_TG2B_05TV_GNL	87.5	162.5	Atacama-Mejillones	87.18	2	2	9130
CC1_TG1A_05TV_GNL	87.5	162.5	Atacama-Mejillones	86.09	2	2	9130
CC1_TG1B_05TV_GNL	87.5	162.5	Atacama-Mejillones	86.09	2	2	9130
Candelaria_U1_GNL	59.7	124.67	Alto_Jahuel	119.99	2	2	6891.5
Candelaria_U2_GNL	59.7	127.96	Alto_Jahuel	119.99	2	2	7073

Central	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Barra de conexión	Costo Variable [Usd/MWh]	Tmin de apagado [Horas]	T _{min} de operación [Horas]	Costo de partida y apagado [Usd]
Taltal_02_GNL	74.85	121.26	Paposo	126.54	2	2	6682.5
CC2_TG2A_05TV_GNL	87.5	162.5	Atacama-Mejillones	88.41	2	2	9130
KELAR_TG1_05TV_GNL	105.84	264.6	Los_Changos-Kapatur	81.44	2	2	14850
KELAR_TG2_05TV_GNL	105.84	264.6	Los_Changos-Kapatur	81.44	2	2	14850

9.4. Datos Centrales Carbón

Central	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Barra de conexión	Costo Variable [Usd/MWh]	Tmin de apagado [Horas]	T _{min} de operación [Horas]	Costo de partida y apagado [Usd]
CTH	83.8	141.8	Atacama-Mejillones	39.50	48	72	23226
CTTAR	90.52	130.52	Tarapacá	41.58	48	48	20580
CTA	83.8	148.8	Atacama-Mejillones	40.83	48	72	24255
U15	66.66	107.66	Crucero-Encuentro	41.12	48	24	17052
NTO2	55.83	125.83	Crucero-Encuentro	37.40	48	48	19845
U12	44.28	71.28	Crucero-Encuentro	49.03	48	24	11319
U13	44.28	74.28	Crucero-Encuentro	47.00	48	24	11760
NTO1	56.14	126.14	Crucero-Encuentro	37.77	48	48	19845
U14	66.27	113.27	Crucero-Encuentro	42.63	48	24	17934
CTM2	79	143	Atacama-Mejillones	39.99	48	120	22638
IEM	96.9	323	Atacama-Mejillones	41.77	48	48	55125
COCHRANE_1	75.94	226.94	Crucero-Encuentro	44.29	48	48	37779
COCHRANE_2	75.94	226.94	Crucero-Encuentro	44.29	48	48	37779
ANG_I	121.68	239.68	Los_Changos-Kapatur	43.38	48	48	39396

Central	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Barra de conexión	Costo Variable [Usd/MWh]	Tmin de apagado [Horas]	Tmin de operacion [Horas]	Costo de partida y apagado [Usd]
ANG_II	121.68	243.68	Los_Changos -Kapatur	41.97	48	48	39984
Guacolda_03	67.65	137.10	Maitencillo	38.53	48	48	22344
Guacolda_02	56.4	141	Maitencillo	38.86	48	48	22050
Guacolda_04	68.63	139.08	Maitencillo	38.62	48	48	22344
Guacolda_05	54.87	140.83	Maitencillo	38.62	48	48	22638
Bocamina_01	65.8	122.2	Charrua	43.58	48	48	19110
Bocamina_02	211.83	322.35	Charrua	40.34	48	48	51450
Santa_Maria	221.76	320.91	Charrua	36.57	48	48	51053.1
Campiche	98.67	243.98	Nogales	41.79	48	48	39984
Nueva_Ventanas	97.79	241.81	Nogales	41.79	48	48	39984
Ventanas_02	111.84	205.04	Quillota	39.52	48	48	32340
Ventanas_01	56.22	112.44	Quillota	42.23	48	48	17640
Guacolda_01	56.4	141	Maitencillo	38.76	48	48	22050
CTM1	79	138	Atacama-Mejillones	41.27	48	120	21903

9.5. Datos Centrales Diésel

Central	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Barra de conexión	Costo Variable [Usd/MWh]	Tmin de apagado [Horas]	Tmin de operacion [Horas]	Costo de partida y apagado [Usd]
CenLagunas_Diesel	0	68.52	Lagunas	149.90	0	0	0
CenItahue_Diesel	0	131.59	Itahue	149.55	0	0	0
CenLaberinto-Domeyko_Diesel	0	29.92	Laberinto-Domeyko	142.71	0	0	0
CenDiego_de_Almagro_Diesel	0	178.08	Diego_de_Al magro	188.21	0	0	0
CenPuerto_Montt_Diesel	0	149.74	Puerto_Mont t	140.97	0	0	0
CenMaitencillo_Diesel	0	57.68	Maitencillo	184.03	0	0	0
CenPan_de_Azucar_Diesel	0	80.84	Pan_de_Azuc ar	139.72	0	0	0
CenLos_Vilos_Diesel	0	257.2	Los_Vilos	152.77	0	0	0
CenAtacama-Mejillones_Diesel	0	12.3	Atacama-Mejillones	140.91	0	0	0

Central	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Barra de conexión	Costo Variable [Usd/MWh]	Tmin de apagado [Horas]	T _{min} de operación [Horas]	Costo de partida y apagado [Usd]
CenAlto_Jahuel_Diesel	0	3	Alto_Jahuel	188.40	0	0	0
CenCrucero-Encuentro_Diesel	0	257.61	Crucero-Encuentro	143.03	0	0	0
CenCharrua_Diesel	0	297.73	Charrua	180.38	0	0	0
CenCardones_Diesel	0	95.32	Cardones	155.90	0	0	0
CenCerro_Navia-Lo_Aguirre_Diesel	0	94.10	Cerro_Navia-Lo_Aguirre	188.98	0	0	0
Quintero_02_CA_Diesel	64.55	128.10	Quillota	123.83	2	2	7095
Quintero_01_CA_Diesel	64.55	127.10	Quillota	123.83	2	2	7040
San_Isidro_Diesel	261.29	309.80	Quillota	115.98	2	2	17281
Nehuenco_03	29.4	105.84	Quillota	225.04	0	0	5940
Nueva_Renca_Diesel	195.2	312.12	Cerro_Navia-Lo_Aguirre	94.13	2	2	17589
Colmito_Diesel	24.88	57.71	Quillota	148.27	2	2	3190
Nueva_Renca_FA_GLP	0	29.3	Cerro_Navia-Lo_Aguirre	115.52	2	2	1611.5
CenTemuco-Cautin_Diesel	0	16.7	Temuco-Cautin	147.56	0	0	0
CenValdivia-Ciruelos_Diesel	0	114.29	Valdivia-Ciruelos	120.96	0	0	0
CenRahue_Diesel	0	11.3	Rahue	150.53	0	0	0
CenTarapaca_Diesel	0	23.65	Tarapaca	167.98	0	0	0
CenPunta_Colorada_Diesel	0	16.61	Punta_Colorada	140.62	0	0	0
CenQuillota_Diesel	0	80.34	Quillota	185.81	0	0	0
Nehuenco_01_Diesel	245.25	304.11	Quillota	123.82	2	2	17050
Nehuenco_02_Diesel	176.4	390.33	Quillota	123.64	2	2	21906.5
CC1_Diesel	201.5	325.5	Atacama-Mejillones	89.27	2	2	18260
CC2_Diesel	201.5	325.5	Atacama-Mejillones	87.12	2	2	18260
Los_Pinos	29.4	101.92	Charrua	101.95	0	0	5720
Petropower	54.88	73.5	Charrua	137.35	0	0	4125
Los_Guindos	63.7	136.22	Charrua	148.54	0	0	7645
Santa_Lidia	58.8	136.22	Charrua	160.53	0	0	7645
CTM3_TG_TV_Diesel	87.5	162.5	Atacama-Mejillones	96.94	2	2	9130

Central	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Barra de conexión	Costo Variable [Usd/MWh]	Tmin de apagado [Horas]	T _{min} de operacion [Horas]	Costo de partida y apagado [Usd]
Cardones_Diesel	68.6	149.94	Cardones	166.54	0	0	8415
Los_Vientos	58.8	129.36	Cerro_Navia-Lo_Aguirre	161.74	0	0	7260
Taltal_02_Diesel	74.85	109.78	Paposo	138.41	2	2	6050
Taltal_01_Diesel	74.85	109.78	Paposo	138.41	2	2	6050
San_Isidro_02_Diesel	219.88	349.93	Quillota	96.58	2	2	19519.5
U16_TG_TV_Diesel	171	343	Crucero-Encuentro	151.14	12	30	19250
Candelaria_U1_Diesel	59.7	124.67	Alto_Jahuel	210.65	2	2	6891.5
Candelaria_U2_Diesel	59.7	127.96	Alto_Jahuel	210.65	2	2	7073

9.6. Datos Centrales Hidráulicas

Central	Potencia Mínima [MW]	Potencia Máxima [MW]	Barra de conexión
Pasada_Alto_Jahuel	0	463	Alto_Jahuel
Pasada_Temuco-Cautin	0	51.5	Temuco-Cautin
Pasada_Valdivia-Ciruelos	0	53	Valdivia-Ciruelos
Pasada_Tinguiririca	0	100	Tinguiririca
Pasada_Rahue	0	67.2	Rahue
Pasada_Puerto_Montt	0	15.6	Puerto_Montt
Pasada_Polpaico	0	1.4	Polpaico
Pasada_Pan_de_Azucar	0	28.2	Pan_de_Azucar
Pasada_Maitencillo	0	5.1	Maitencillo
Pasada_Itahue	0	42.42	Itahue
Pasada_Charrua	0	189.3	Charrua
Pasada_Melipilla	0	3.4	Melipilla
LosHierros1	0	25	Ancoa_220
LosHierros2	0	6	Ancoa_220
SanClemente	0	5.5	Colbun_220
Machicura	0	90	Colbun_220
Hidroelectrica VII Region 02	0	20	Ancoa_220
Las Nieves	0	6.5	Temuco-Cautin

Central	Potencia Mínima [MW]	Potencia Máxima [MW]	Barra de conexión
SanIgnacio	0	36	Itahue
Pehuenche	0	550	Ancoa_220
Chiburgo	0	19.4	Colbun_220
Colbun	0	457	Colbun_220
Robleria	0	4	Itahue
RioColorado	0	15	Ancoa_220
Nuble	0	136	Ancoa_220
Ancoa	0	27	Ancoa_220
LasLajas	0	267	Alto_Jahuel
Alfalfal2	0	264	Alto_Jahuel
Ralco	0	539	Charrua
SanPedro	0	170	Valdivia-Ciruelos
Palmucho	0	32	Charrua
Angostura	0	323	Charrua
Pangue	0	450	Charrua
LaHiguera	0	155	Tinguiririca
Canutillar	0	170.2	Puerto_Montt
Rapel	0	375	Rapel_220
Confluencia	0	163.2	Tinguiririca
Rucatayo	0	55	Rahue
Pilmaiquen	0	39	Rahue
CHAP	0	10.1	Lagunas
CAVA_MHAH_MHT2	0	5	Tarapaca
Chacayes	0	111.7	Alto_Jahuel
LosQuilos	0	39.9	Polpaico
Chacabuquito	0	25.7	Polpaico
Blanco	0	57	Polpaico
Hornitos	0	55	Polpaico
Juncal	0	32	Polpaico
ElDiuto	0	3.25	Charrua
ElToro	0	450	Charrua
Quilleco	0	70	Charrua
Rucue	0	178.4	Charrua

Central	Potencia Mínima [MW]	Potencia Máxima [MW]	Barra de conexión
Lajal	0	34.3	Charrua
Antuco	0	320	Charrua
Abanico	0	136	Charrua
LaMina	0	34	Ancoa_220
Isla	0	69	Itahue
OjosDeAgua	0	9	Itahue
Curillinque	0	87	Itahue
Cipreses	0	105	Itahue
LomaAlta	0	39	Ancoa_220
LosCondores	0	150	Ancoa_220

9.7. Límite de transmisión de líneas del modelo:

Nombre de línea	Capacidad Máxima de Transmisión [MW]
Pan_de_Azucar -> Polpaico	1700
Tarapaca -> Lagunas	366
Lagunas -> Crucero-Encuentro	366
Cardones -> Maitencillo	533.7
Diego_de_Almagro -> Cardones	214
Maitencillo -> Punta_Colorada	428
Pan_de_Azucar -> Las_Palmas	448
Punta_Colorada -> Pan_de_Azucar	428
Las_Palmas -> Los_Vilos	376
Nogales -> Quillota	448
Los_Vilos -> Nogales	376
Quillota -> Polpaico	1300
Nogales -> Polpaico	1500
Polpaico -> Alto_Jahuel	565
Alto_Jahuel -> Ancoa	2150
Alto_Jahuel -> Tinguiririca	396
Itahue -> Ancoa	300

Nombre de línea	Capacidad Máxima de Transmisión [MW]
Tinguiririca -> Itahue	396
Ancoa -> Charrua	1500
Colbun -> Alto_Jahuel	600
Colbun -> Ancoa	900
Charrua -> Temuco-Cautin	764.1
Temuco-Cautin -> Valdivia-Ciruelos	145
Paposo -> Lalackama	285
Paposo -> Etaltal	285
Lalackama -> Diego_de_Almagro	285
Etaltal -> Diego_de_Almagro	285
Rapel -> Cerro_Navia-Lo_Aguirre	386
Polpaico -> Cerro_Navia-Lo_Aguirre	2365
Cerro_Navia-Lo_Aguirre -> Alto_Jahuel	2362
Melipilla -> Cerro_Navia-Lo_Aguirre	386
Rapel -> Melipilla	320
Maitencillo -> Pan_de_Azucar	1700
Rahue -> Pichirropulli	145
Pichirropulli -> Valdivia-Ciruelos	145
Crucero-Encuentro -> Atacama-Mejillones	1077
Laberinto-Domeyko -> Atacama-Mejillones	1741
Crucero-Encuentro -> Laberinto-Domeyko	568
Puerto_Montt -> Rahue	145
Los_Changos-kapatur -> Cardones	1500
Los_Changos-Kapatur -> Laberinto-Domeyko	1080
Crucero-Encuentro -> Los_Changos-Kapatur	1500

9.8. Proyección de demandas utilizadas

Carga	2016	2017	2018	2019	2020
LP_Alto_Jahuel_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Alto_Jahuel_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Ancoa_220_Ind	4%	4%	5%	5%	6%

Carga	2016	2017	2018	2019	2020
LP_Ancoa_220_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Atacama-Mejillones_Ind	4%	5%	5%	5%	5%
LP_Atacama-Mejillones_Res	3%	4%	4%	4%	4%
LP_Cardones_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Cardones_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Cerro_Navia-Lo_Aguirre_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Cerro_Navia-Lo_Aguirre_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Charrua_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Charrua_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Colbun_220_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Colbun_220_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Crucero-Encuentro_Ind	4%	5%	5%	5%	5%
LP_Crucero-Encuentro_Res	3%	4%	4%	4%	4%
LP_Diego_de_Almagro_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Diego_de_Almagro_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Itahue_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Itahue_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Laberinto-Domeyko_Ind	4%	5%	5%	5%	5%
LP_Laberinto-Domeyko_Res	3%	4%	4%	4%	4%
LP_Lagunas_Ind	4%	5%	5%	5%	5%
LP_Lagunas_Res	3%	4%	4%	4%	4%
LP_Los_Changos-Kapatur_Ind	4%	5%	5%	5%	5%
LP_Los_Vilos_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Los_Vilos_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Maitencillo_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Maitencillo_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Melipilla_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Melipilla_Res	4%	4%	4%	4%	4%

Carga	2016	2017	2018	2019	2020
LP_Nogales_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Nogales_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Pan_de_Azucar_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Pan_de_Azucar_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Paposo_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Polpaico_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Polpaico_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Puerto_Montt_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Punta_Colorada_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Quillota_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Quillota_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Rahue_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Rapel_220_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Rapel_220_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Tarapaca_Ind	4%	5%	5%	5%	5%
LP_Tarapaca_Res	3%	4%	4%	4%	4%
LP_Tinguiririca_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Tinguiririca_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Temuco-Cautin_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Temuco-Cautin_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Valdivia-Ciruelos_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Valdivia-Ciruelos_Res	4%	4%	4%	4%	4%